

**São Paulo, 11 de agosto de 2016** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T16**. 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 2T15, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 2T16

Indicadores (R\$ Milhões)	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.903	14.191	-2,0%	28.050	29.305	-4,3%
Mercado Cativo	10.122	10.079	0,4%	20.690	21.231	-2,5%
Cliente Livre	3.780	4.112	-8,1%	7.359	8.074	-8,8%
Receita Operacional Bruta <sup>(1)</sup>	6.887	8.768	-21,5%	14.168	16.173	-12,4%
Receita Operacional Líquida <sup>(1)</sup>	4.141	4.878	-15,1%	8.174	9.937	-17,7%
EBITDA (IFRS) <sup>(2)</sup>	902	692	30,2%	1.849	1.665	11,1%
EBITDA Gerencial <sup>(3)</sup>	901	834	8,0%	1.851	1.837	0,7%
Lucro Líquido (IFRS)	240	90	166,1%	473	233	103,2%
Lucro Líquido Gerencial <sup>(4)</sup>	261	221	18,0%	528	472	12,0%
Investimentos	504	382	31,9%	950	713	33,2%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e exclui os efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e exclui os efeitos não recorrentes.

### DESTAQUES 2T16

- Estabilidade da carga medida na área de concessão **(-0,2%)** – cativo **(+1,8%)** e cliente livre **(-5,1%)**;
- Manutenção da **demanda contratada: +0,5%** Fora Ponta e **+1,1%** Ponta (jun/16 x jun/15);
- Redução de **15,4% na Receita Líquida** gerencial e aumento de **8,1%** no EBITDA gerencial;
- **Reajuste tarifário da RGE**, em jun/16, com um **efeito médio de -7,51%** a ser percebido pelos consumidores;
- Redução de **77% no saldo de CVA** – de R\$ 737 MM em mar/16 para R\$ 170 MM em jun/16;
- Investimentos de **R\$ 504 milhões**;
- Dívida líquida de **R\$ 11,7 bilhões** e alavancagem de **3,10x dívida líquida / Ebitda**;
- Entrada em operação de **36 UGs** dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito **(75,6 MW)** até jul/16;
- Anúncio da **proposta de aquisição da participação societária da Camargo Corrêa pela State Grid** no valor de R\$ 25/ação – pendente do processo de *due diligence* e de aprovações da Aneel e do CADE;
- Anúncio da **aquisição da distribuidora AES Sul** – pendente de aprovações da Aneel e dos credores.

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

- Sexta-feira, 12 de agosto de 2016 – 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)
- **Webcast:** [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)  
[www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

## ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE .....	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	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) Clientes livres .....	6
2.2) Demanda contratada % (alta tensão).....	7
2.3) Capacidade instalada da Geração .....	7
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	8
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	10
3.2) Apresentação dos números gerenciais .....	10
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	11
4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	11
4.2) Receita Operacional .....	12
4.3) Custo com Energia Elétrica .....	12
4.4) Custos e Despesas Operacionais .....	14
4.5) EBITDA.....	17
4.6) Resultado Financeiro.....	17
4.7) Lucro Líquido.....	20
5) ENDIVIDAMENTO.....	21
5.1) Dívida em IFRS .....	21
5.2) Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	22
5.2.1) Movimentação da dívida no critério <i>Pro Forma</i> (R\$ Bilhões) .....	22
5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	24
5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	25
5.3) Dívida Líquida no critério <i>Covenant</i> e Alavancagem .....	25
5.4) Ratings .....	26
6) INVESTIMENTOS .....	27
6.1) Investimentos realizados .....	27
6.2) Investimentos projetados .....	28
7) MERCADO DE CAPITALIS.....	29
7.1) Desempenho das Ações .....	29
7.2) Volume Médio Diário .....	29
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	30
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2016 .....	31
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	34
10.1) Segmento de Distribuição .....	34
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	34
10.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais .....	34
10.1.1.2) Receita Operacional.....	35
10.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	36
10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais .....	36
10.1.1.5) EBITDA.....	38
10.1.1.6) Resultado Financeiro .....	39
10.1.1.7) Lucro Líquido.....	41
10.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	42

10.1.3) Revisão Tarifária Periódica .....	43
10.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.....	43
10.1.5) Indicadores Operacionais.....	44
10.1.5.1) DEC e FEC.....	44
10.1.5.2) Perdas .....	45
10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	46
10.3) Segmento de Geração Convencional .....	46
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	46
10.4) CPFL Renováveis.....	51
10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	51
10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100% .....	55
11) ANEXOS.....	57
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	57
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	58
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	59
11.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial) .....	60
11.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	61
11.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	62
11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	63
11.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS) .....	64
11.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial) .....	65
11.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS).....	66
11.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	67
11.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	68

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Após um período de três meses de transição, assumi a presidência da CPFL Energia no último dia 1º de julho. Nesse período, pude confirmar minha percepção sobre a excelente reputação da CPFL Energia no mercado, a alta qualidade de seu corpo técnico, a robusta plataforma corporativa para apoio aos negócios e o equilíbrio entre a experiência dos veteranos e o vigor da juventude do nosso quadro de colaboradores.

Nesse novo ciclo, nosso foco será em assegurar que processos e sistemas se tornem cada vez mais simples/eficientes, garantindo maior agilidade e leveza à empresa, para que sigamos enfrentando os desafios e aproveitando as oportunidades de crescimento e geração de valor para a Companhia.

Nossos resultados do 2T16 foram marcados pela clareza nas demonstrações, que não trouxeram itens extraordinários relevantes. No 2T16, a Companhia reportou um EBITDA gerencial de R\$ 901 milhões (+8,0%), principalmente em função da recuperação do segmento de Distribuição, cuja carga medida no mercado cativo registrou alta de 1,8%. A demanda contratada dos clientes de alta tensão, que remunera a atividade de distribuição, teve leve alta de 0,5% fora de ponta e 1,1% na ponta. O segmento de energias renováveis também contribuiu positivamente, refletindo uma geração eólica 20% superior ao 2T15, e também a entrada em operação de novos ativos de geração (PCH Mata Velha e parte do complexo eólico Campo dos Ventos).

No consolidado, destacamos a redução na alavancagem da Companhia, que chegou a um patamar de 3,10x dívida líquida/EBITDA ao final do trimestre, refletindo não somente a melhora dos resultados, mas também a consistente monetização dos ativos regulatórios (CVAs) ao longo de 2016.

No dia 16 de junho, anunciamos a aquisição da AES Sul, empresa que atende mais de 1,3 milhão de clientes em 118 municípios do estado do Rio Grande do Sul. A transação, aprovada pelo CADE no último dia 5 de agosto e em AGE no dia 9 de agosto, depende ainda de aprovação prévia da ANEEL, assim como dos credores da AES Sul. Com este passo, retomamos o tão aguardado processo de consolidação no segmento de distribuição, onde escala e eficiência são fundamentais para garantirmos melhores serviços e menores tarifas aos consumidores finais. Após a conclusão da operação, a CPFL Energia terá *market share* superior a 14% no segmento de distribuição no Brasil, atendendo cerca de 9 milhões de clientes em 9 concessionárias nas regiões Sul e Sudeste do país.

No início de julho, a CPFL Energia foi informada pela Camargo Corrêa S.A. que esta recebeu e aceitou proposta da State Grid Corporation of China para aquisição de sua participação no bloco de controle da CPFL Energia (23% do capital social da Companhia) pelo valor de R\$ 25,00 por ação. Após a celebração do contrato definitivo (pendente de *due diligence* confirmatória), terá início o prazo para que os demais controladores da CPFL Energia se manifestem em relação ao seu direito de (i) preferência na aquisição da totalidade das ações objeto da transação ou (ii) aderir à transação e alienar, em conjunto com a Camargo Corrêa, a totalidade de suas ações vinculadas pelo mesmo preço por ação e nas mesmas condições ofertadas pela State Grid.

Ambas as transações refletem o novo momento do setor elétrico, agora com perspectivas de atração de investimentos e crescimento para as empresas. Este cenário favorece a consolidação dos segmentos mais fragmentados — a CPFL Energia deu o primeiro passo nesse sentido com a aquisição da AES Sul e seguirá atuando como protagonista nessa nova fase de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

**Andre Dorf**

Presidente da CPFL Energia

## 2) VENDAS DE ENERGIA

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

No 2T16, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.903 GWh, uma redução de 2,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Mercado Cativo	10.122	10.079	0,4%	20.690	21.231	-2,5%
Cliente Livre	3.780	4.112	-8,1%	7.359	8.074	-8,8%
<b>Total</b>	<b>13.903</b>	<b>14.191</b>	<b>-2,0%</b>	<b>28.050</b>	<b>29.305</b>	<b>-4,3%</b>

No 2T16, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.122 GWh, um aumento de 0,4%. 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 3.780 GWh no 2T16, uma redução de 8,1%. Essa redução é reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial.

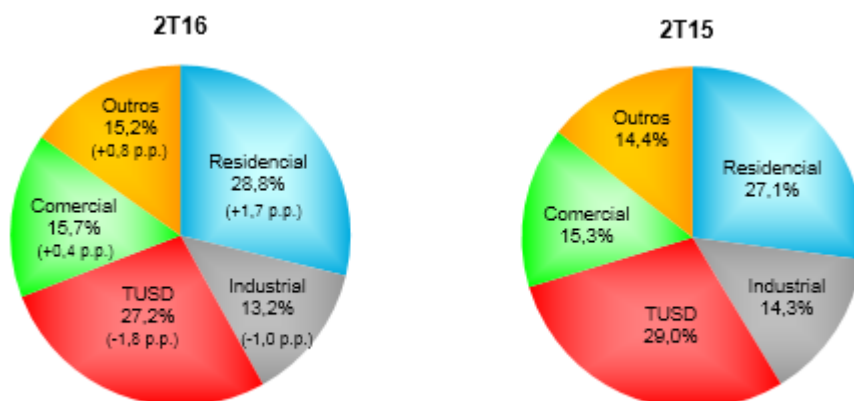
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.	Part.
Residencial	4.003	3.840	4,2%	8.268	8.311	-0,5%	28,8%
Industrial	5.323	5.869	-9,3%	10.469	11.618	-9,9%	38,3%
Comercial	2.416	2.393	0,9%	5.001	5.121	-2,3%	17,4%
Outros	2.161	2.089	3,5%	4.312	4.256	1,3%	15,5%
<b>Total</b>	<b>13.903</b>	<b>14.191</b>	<b>-2,0%</b>	<b>28.050</b>	<b>29.305</b>	<b>-4,3%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.13.

Destacam-se no 2T16, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (28,8% e 17,4% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 4,2% e de 0,9%, respectivamente. O desempenho positivo na classe residencial e comercial reflete principalmente a temperatura mais quente, em comparação com o 2T15.
- **Classe industrial (38,3% das vendas totais):** queda de 9,3%, refletindo a desaceleração da atividade econômica. Vale ressaltar que um grande cliente do setor siderúrgico na área da CPFL Piratininga reduziu o consumo em 76,8%. Isso representa 4% dos 9,3% da redução. Entre as distribuidoras do grupo, destacamos que a CPFL Paulista registrou queda de 5,7% (ou 162 GWh) e a CPFL Piratininga teve redução de 17,4% (ou 332 GWh), influenciada pelo desempenho do grande cliente citado acima.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T15 para o 2T16.

### 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	4.003	3.840	4,2%	8.268	8.311	-0,5%
Industrial	1.828	2.028	-9,8%	3.677	4.100	-10,3%
Comercial	2.177	2.168	0,4%	4.524	4.654	-2,8%
Outros	2.115	2.044	3,5%	4.221	4.166	1,3%
<b>Total</b>	<b>10.122</b>	<b>10.079</b>	<b>0,4%</b>	<b>20.690</b>	<b>21.231</b>	<b>-2,5%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.14.

As vendas no mercado cativo foram influenciadas, principalmente, pelo bom desempenho da classe residencial com aumento de 4,2% e outros com aumento de 3,5%. Isso se deve às temperaturas mais elevadas registradas nesse trimestre. A redução do consumo na classe industrial, por sua vez, reflete a desaceleração da atividade econômica, como explicado anteriormente.

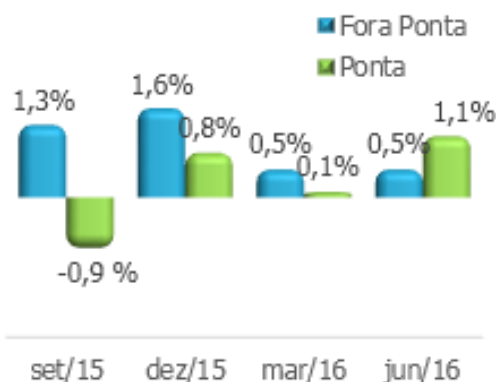
### 2.1.3) Clientes livres

Cliente Livre - GWh						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Industrial	3.494	3.841	-9,0%	6.792	7.517	-9,6%
Comercial	239	226	5,9%	477	467	2,3%
Outros	47	45	4,3%	90	90	0,5%
<b>Total</b>	<b>3.780</b>	<b>4.112</b>	<b>-8,1%</b>	<b>7.359</b>	<b>8.074</b>	<b>-8,8%</b>

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
CPFL Paulista	1.998	2.046	-2,3%	3.843	3.978	-3,4%
CPFL Piratininga	1.201	1.467	-18,1%	2.420	2.923	-17,2%
RGE	499	503	-0,9%	931	971	-4,1%
CPFL Santa Cruz	13	11	16,0%	25	23	9,0%
CPFL Jaguari	25	15	63,2%	52	34	50,2%
CPFL Mococa	7	7	7,1%	14	13	10,8%
CPFL Leste Paulista	14	13	12,1%	28	24	16,5%
CPFL Sul Paulista	23	50	-54,4%	45	108	-58,0%
<b>Total</b>	<b>3.780</b>	<b>4.112</b>	<b>-8,1%</b>	<b>7.359</b>	<b>8.074</b>	<b>-8,8%</b>

## 2.2) Demanda contratada % (alta tensão)

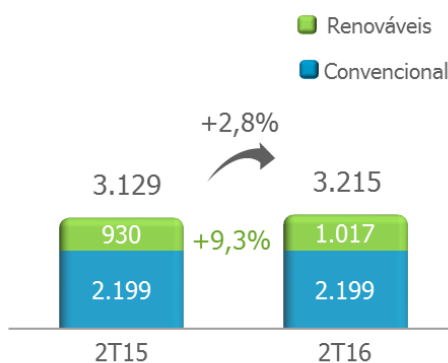
Evolução da demanda contratada | % em relação aos trimestres anteriores



## 2.3) Capacidade instalada da Geração

Em 30 de junho de 2016, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.215 MW, o que representa uma expansão de 2,8% em relação ao 2T15. Esse aumento deve-se ao início das operações da PCH Mata Velha e à entrada em operação de 26 de 36 aerogeradores dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito, (12 aerogeradores de Campo dos Ventos III, 6 aerogeradores de Campos dos Ventos I e 8 aerogeradores de Campos dos Ventos V).

### 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 desde 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 2016 e de 2015, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

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	4.267	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	1.684	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	1.455	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	208	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	57	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	40	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	84	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	46	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, 4 PCHs (a) e 1 Térmica	715 MW	715 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
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 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
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 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	182 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (d)	4 MW	4 MW

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 e prestação de serviços	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%
CPFL Serviços, Equipamentos, Industria 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 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 Eficiência Energética S.A ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi") (f)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A ("CPFL GD") (g)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

(e) 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").

(f) 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.

(g) 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.

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	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%

### 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2016, 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) Apresentação dos números gerenciais

Desde o 1T14, a apresentação dos números gerenciais é feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

## 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (IFRS - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	6.887	8.768	<b>-21,5%</b>	14.168	16.173	<b>-12,4%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>4.141</b>	<b>4.878</b>	<b>-15,1%</b>	<b>8.174</b>	<b>9.937</b>	<b>-17,7%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.665)	(3.612)	-26,2%	(5.193)	(7.210)	-28,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.231)	(1.247)	-1,3%	(2.376)	(2.299)	3,4%
Resultado do Serviço	521	304	71,6%	1.097	944	16,1%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>902</b>	<b>692</b>	<b>30,2%</b>	<b>1.849</b>	<b>1.665</b>	<b>11,1%</b>
Resultado Financeiro	(199)	(187)	6,7%	(431)	(553)	-22,1%
Lucro Antes da Tributação	390	181	115,5%	798	472	68,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>240</b>	<b>90</b>	<b>166,1%</b>	<b>473</b>	<b>233</b>	<b>103,2%</b>

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Milhões) <sup>1</sup>						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	6.831	8.726	<b>-21,7%</b>	14.065	15.988	<b>-12,0%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>4.089</b>	<b>4.834</b>	<b>-15,4%</b>	<b>8.074</b>	<b>9.788</b>	<b>-17,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.522)	(3.370)	-25,2%	(4.922)	(6.727)	-26,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.213)	(1.202)	1,0%	(2.337)	(2.307)	1,3%
Resultado do Serviço	628	546	15,0%	1.307	1.269	3,0%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>901</b>	<b>834</b>	<b>8,1%</b>	<b>1.851</b>	<b>1.836</b>	<b>0,8%</b>
Resultado Financeiro	(198)	(186)	6,0%	(415)	(471)	-11,9%
Lucro Antes da Tributação	430	360	19,6%	892	799	11,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>261</b>	<b>221</b>	<b>18,4%</b>	<b>528</b>	<b>471</b>	<b>12,2%</b>

Notas:

- (1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e excluem os efeitos não recorrentes. As aberturas dos ajustes no EBITDA Gerencial e no Lucro Líquido Gerencial encontram-se nos itens 4.5 e 4.7 deste relatório;
- (2) Exclui Receita de Construção, no montante de R\$ 275 milhões no 2T16, R\$ 285 milhões no 2T15, R\$ 492 milhões no 1S16 e R\$ 516 milhões no 1S15;
- (3) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

### 4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em 9 de dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que passaram a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 2T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 462 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 896 milhões no 2T15, uma variação de R\$ 1.358 milhões. Em 30 de junho de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 130 milhões (R\$ 170 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária),

comparado a um saldo positivo de R\$ 707 milhões (R\$ 737 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 31 de março de 2016.

## 4.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 2T16 atingiu R\$ 6.887 milhões, representando uma redução de 21,5% (R\$ 1.881 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 6.831 milhões no 2T16, uma redução de 21,7% (R\$ 1.894 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS, excluindo a receita de construção da infraestrutura da concessão) atingiu R\$ 4.141 milhões no 2T16, registrando uma redução de 15,1% (R\$ 736 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, somou R\$ 4.089 milhões no 2T16, uma redução de 15,4% (R\$ 745 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida gerencial, já considerando todas as eliminações, foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 779 milhões (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 40 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 50 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 24 milhões.

## 4.3) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.665 milhões no 2T16, registrando uma redução de 26,2% (R\$ 947 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.522 milhões no 2T16, uma redução de 25,2% (R\$ 848 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 2T16 atingiu R\$ 2.314 milhões, uma redução de 30,1% (R\$ 998 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
  - ✓ **GSF**, no valor de **R\$ 140 milhões** no **2T15**;
  - ✓ **Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física**, totalizando **R\$ 61 milhões** no **2T15** (R\$ 60 milhões no segmento de Geração Convencional e R\$ 1 milhão da CPFL Renováveis); o efeito total da estratégia de sazonalização da garantia física foi de R\$ 63 milhões no 2T15 (R\$ 60 milhões no segmento de Geração Convencional e de R\$ 3 milhões na CPFL Renováveis), considerando que a diferença de R\$ 2 milhões da CPFL Renováveis foi considerada na Receita Operacional;
  - ✓ **Compra de energia da CPFL Renováveis para PCHs**, totalizando **R\$ 1 milhão** no **2T15**.

Obs.: após a repactuação do GSF no 4T15, a Companhia passou a considerar o GSF restante como um efeito recorrente, assim como passou a considerar os efeitos da estratégia de sazonalização da garantia física de 2015 como efeito não recorrente, já que os efeitos da

sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF.

GSF e Efeito de Sazonalização (Gerencial - R\$ Milhões)							
	2T16 (*)	1T16 (*)	2015	4T15	3T15	2T15	1T15
<b>GSF</b>							
Geração Convencional	(7)	(10)	(320)	(23)	(48)	(122)	(127)
CPFL Renováveis	(1)	(1)	(54)	(3)	(5)	(18)	(27)
<b>Total</b>	<b>(8)</b>	<b>(12)</b>	<b>(374)</b>	<b>(26)</b>	<b>(53)</b>	<b>(140)</b>	<b>(154)</b>
<b>Efeito de Sazonalização</b>							
Geração Convencional	-	-	89	(29)	(7)	60	65
CPFL Renováveis	-	-	4	(3)	(2)	3	7
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>(32)</b>	<b>(9)</b>	<b>63</b>	<b>72</b>

Nota: (\*) A partir de 2016, tanto o GSF quanto o efeito de sazonalização serão tratados como itens recorrentes, sendo parte do negócio.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 2T16 foi de R\$ 2.165 milhões, o que representa uma redução de 29,4% (R\$ 900 milhões). Essa redução reflete principalmente as variações abaixo:

- (i) Redução da compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 65 milhões), já descontados o GSF e o efeito da estratégia de sazonalização da garantia física (efeitos não recorrentes), devido à redução do PLD (no SE/CO, R\$ 62,22/MWh no 2T16 vs. R\$ 382,82/MWh no 2T15; no Sul, R\$ 60,15/MWh no 2T16 vs. R\$ 382,82/MWh no 2T15);
- (ii) Redução de 29,8% (R\$ 763 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido à redução de 34,1% no preço médio de compra (R\$ 167,96/MWh no 2T16 vs. R\$ 254,85/MWh no 2T15), parcialmente compensada pelo aumento de 6,6% (664 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Redução de 24,3% (R\$ 162 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 23,6% no preço médio de compra (R\$ 199,16/MWh no 2T16 vs. R\$ 260,83/MWh no 2T15) e de 0,8% (21 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 29,2% (R\$ 90 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 351 milhões no 2T16, um aumento de 16,9% (R\$ 51 milhões). Na visão gerencial, que considera a consolidação proporcional dos ativos de geração, os encargos atingiram R\$ 357 milhões no 2T16, um aumento de 16,8% (R\$ 51 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Despesa de R\$ 71 milhões no Encargo de Energia de Reserva – EER, paga no 2T16 e não observada no 2T15;
- (ii) Aumento de R\$ 11 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 9,4% (R\$ 21 milhões) nos encargos de rede básica;
- (iv) Redução de 5,7% (R\$ 4 milhões) nos encargos de serviço de sistema – ESS, em função da redução do PLD;
- (v) Aumento de 16,7% (R\$ 5 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor de custo),

gerados a partir dos encargos.

#### 4.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.231 milhões no 2T16, registrando uma redução de 1,3% (R\$ 17 milhões) em relação ao 2T15, R\$ 1.247 milhões. Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.213 milhões no 2T16, um aumento de 1,0% (R\$ 12 milhões), em relação ao mesmo período de 2015, R\$ 1.202 milhões, decorrente dos seguintes fatores:

- (i) PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 652 milhões no 2T16, comparado a R\$ 614 milhões no 2T15, registrando um aumento de 6,2% (R\$ 38 milhões);

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

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	2T16	2T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(267,2)	(236,4)	(30,8)	13,0%
Material	(39,3)	(34,9)	(4,3)	12,4%
Serviços de Terceiros	(157,6)	(134,2)	(23,4)	17,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(166,2)	(216,5)	50,3	(23,2%)
PDD	(49,8)	(41,2)	(8,6)	20,9%
Despesas legais e judiciais	(49,6)	(120,0)	70,4	(58,7%)
Prêmio do Risco do GSF	(4,6)	-	(4,6)	-
Outros	(62,2)	(55,4)	(6,9)	12,4%
<b>Total PMSO reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(630,3)</b>	<b>(622,0)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>1,3%</b>
<b>Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>				
Pessoal	6,8	5,4		
Material	(32,5)	(64,0)		
Serviços de Terceiros	13,4	11,5		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(6,0)	(0,1)		
PDD	0,1	(0,0)	0,1	-
Despesas legais e judiciais	0,6	(5,4)	6,0	-
Prêmio do Risco do GSF	(3,1)	-	(3,1)	-
Outros	(3,5)	5,3	(8,8)	-
<b>Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B)</b>	<b>(18,3)</b>	<b>(47,1)</b>	<b>28,8</b>	<b>(61,1%)</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Contingências/despesas jurídicas (Outros Custos/Despesas Operacionais)	-	(49,8)	49,8	
Provisão para perda de imobilizado - UTE Bio Pedra (Outros Custos/Despesas Operacionais)	-	(5,7)	5,7	
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>(55,5)</b>	<b>55,5</b>	<b>-</b>
<b>PMSO gerencial</b>				
Pessoal	(260,4)	(231,0)	(29,4)	12,7%
Material	(71,8)	(98,9)	27,1	(27,4%)
Serviços de Terceiros	(144,2)	(122,6)	(21,6)	17,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(175,4)	(161,1)	(14,2)	8,8%
PDD	(49,7)	(41,2)	(8,5)	20,7%
Despesas legais e judiciais	(49,0)	(75,6)	26,5	(35,1%)
Prêmio do Risco do GSF	(7,7)	-	(7,7)	-
Outros	(68,9)	(44,4)	(24,5)	55,2%
<b>Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>(651,7)</b>	<b>(613,7)</b>	<b>(38,1)</b>	<b>6,2%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- ✓ Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 12,7% (R\$ 29 milhões), devido principalmente a:
  - efeitos do acordo coletivo (R\$ 15 milhões);
  - aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, Nect e CPFL Eficiência (R\$ 9 milhões)
  - outros efeitos (R\$ 5 milhões)
- ✓ Aumento de 17,6% em Serviços de Terceiros (R\$ 22 milhões), devido principalmente aos aumentos nas despesas com manutenção do sistema elétrico, máquinas e equipamentos (R\$ 12 milhões), ações de cobrança (R\$ 5 milhões) e no segmento de



Serviços (R\$ 3 milhões) devido à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, Nect e CPFL Eficiência e;

✓ Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 8,8% (R\$ 14 milhões), principalmente por:

- aumento de 20,7% na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 9 milhões), em virtude do cenário econômico atual e dos aumentos tarifários ocorridos ao longo de 2015;
- amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 8 milhões)
- aumento de 136,2% em multas regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões);
- aumento de 64,5% em despesas com alienação de ativos (R\$ 5 milhões);
- aumento de 47,0% nas despesas com CFURH - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (R\$ 4 milhões)
- aumento de 12,7% na despesa com taxas de arrecadação (R\$ 2 milhões);
- aumento de 18,9% nas despesas de arrendamentos e alugueis (R\$ 2 milhões);
- outros efeitos (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensado por:

- redução de 35,1% nas despesas legais e judiciais (R\$ 27 milhões).

Parcialmente compensado por:

✓ Redução de 27,4% em Material (R\$ 27 milhões), devido principalmente a:

- No segmento de Geração Convencional, a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 36 milhões no segmento de Geração Convencional. O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 426,75/MWh para R\$ 272,36/MWh na comparação dos trimestres.

Parcialmente compensado por:

- aumento no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, máquinas e equipamentos e conservação de edificações (R\$ 3 milhões) e à aquisição de materiais para manutenção da frota (R\$ 3 milhões) e;
- aumento no segmento de Serviços (R\$ 2 milhões), devido a expansão de suas atividades

(ii) Aumento de 2,7% em Depreciação e Amortização (R\$ 6 milhões), decorrente de: (i) um aumento no segmento de Distribuição (R\$ 3 milhões) na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição, devido principalmente às adições na base de ativos ocorridas no período e (ii) um aumento na CPFL Renováveis (R\$ 3 milhões), decorrente principalmente do efeito das empresas que entraram em operação;

Parcialmente compensado por:

(iii) Redução de 31,2% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 20 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- ✓ redução do saldo de Intangível da Concessão contabilizado na *holding* CPFL Energia, devido a renovação da concessão da CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa (R\$ 10 milhões);

- ✓ redução por conta de mudança de prática contábil, ágios de aquisição de empresas do segmento de Distribuição e Geração Convencional, registrados na *holding* CPFL Energia e na CPFL Geração controladora, uma vez que até 31/12/15, os mesmos eram amortizados linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso. A partir de 01/01/2016, a CPFL Energia passou a adotar método linear para todos os casos (R\$ 8 milhões) e;
  - ✓ outros (R\$ 2 milhões).
- (iv) Redução de 3,5% (R\$ 10 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 274 milhões no 2T16, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (v) Redução de 14,9% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões).

#### 4.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** no 2T16 totalizou R\$ 902 milhões, registrando um aumento de 30,2% (R\$ 209 milhões). O **EBITDA gerencial** no 2T16 totalizou R\$ 901 milhões, comparado a R\$ 834 milhões no 2T15, um aumento de 8,1% (R\$ 68 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>902</b>	<b>692</b>	<b>30,2%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional Geração (B)</b>	<b>(29)</b>	<b>(6)</b>	
Geração Convencional	74	70	
CPFL Renováveis	(102)	(75)	
<b>(+) Variação cambial de Itaipu (C) (*)</b>	<b>28</b>	<b>13</b>	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (D)</b>	<b>-</b>	<b>133</b>	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	141	
Efeito de Sazonalização (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	(63)	
Contingências trabalhistas	-	50	
Provisão para perda de imobilizado (UTE Bio Pedra)	-	6	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C + D)</b>	<b>901</b>	<b>834</b>	<b>8,1%</b>

Nota: (\*) Para melhor refletir a real geração operacional de caixa do segmento de distribuição, passamos a ajustar a variação cambial de Itaipu no EBITDA gerencial. Este efeito tem a sua contrapartida no Resultado Financeiro, tendo efeito nulo no Lucro Líquido.

#### 4.6) Resultado Financeiro

No 2T16, a **despesa financeira líquida (IFRS)** foi de R\$ 199 milhões, um aumento de 6,7% (R\$ 13 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 187 milhões, registrada no 2T15. A **despesa financeira líquida gerencial**, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, e expurgando o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (negativo em R\$ 28 milhões no 2T16 e em R\$ 13 milhões no 2T15), foi de R\$ 198 milhões, um aumento de 6,0% (R\$ 11 milhões).

Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var.
Receitas	402	329	21,9%
Despesas	(601)	(516)	16,4%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(199)</b>	<b>(187)</b>	<b>6,7%</b>

Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	159	90	76,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	59	52	13,6%
Atualização de Créditos Fiscais	15	5	179,0%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	20	-53,9%
Atualizações Monetárias e Cambiais	47	11	342,4%
Ajuste de Expectativa de Fluxo de Caixa	68	78	-13,2%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	5	3	61,3%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	7	34	-77,7%
PIS e COFINS sobre JCP	(1)	(6)	-80,4%
Outros	23	14	64,0%
<b>Total</b>	<b>392</b>	<b>302</b>	<b>29,9%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(388)	(372)	4,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(144)	(69)	108,3%
(-) Juros Capitalizados	12	5	133,2%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial (*)	(14)	2	-958,7%
Uso do Bem Público - UBP	(15)	(19)	-24,9%
Outros	(41)	(35)	16,8%
<b>Total</b>	<b>(589)</b>	<b>(488)</b>	<b>20,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(198)</b>	<b>(186)</b>	<b>6,0%</b>

Nota: (\*) O efeito da variação cambial de Itaipu foi negativo em R\$ 28 milhões no 2T16 e em R\$ 13 milhões no 2T15.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro gerencial são:

- **Receitas Financeiras:** em IFRS, aumento de 21,9% (R\$ 72 milhões), passando de R\$ 329 milhões no 2T15 para R\$ 402 milhões no 2T16. Na visão gerencial, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, e expurgando o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (negativo em R\$ 11 milhões no 2T15), houve um aumento de 29,9% (R\$ 90 milhões), passando de R\$ 302 milhões no 2T15 para R\$ 392 milhões no 2T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - Aumento de 76,1% (R\$ 69 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido aos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;
  - Aumento de 342,4% (R\$ 37 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao ganho de R\$ 32 milhões com derivativo *zero-cost collar*<sup>1</sup>; (b) ao aumento

<sup>1</sup> Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta

de R\$ 4 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; (c) outras atualizações monetárias e cambiais (R\$ 4 milhões); parcialmente compensados pela (d) redução de R\$ 3 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;

- (iii) Aumento de 179,0% (R\$ 10 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
- (iv) Aumento de 13,6% (R\$ 7 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (v) **PIS e COFINS sobre JCP** (R\$ 5 milhões);
- (vi) Aumento de R\$ 11 milhões em **outras receitas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- (vii) Redução de 77,7% (R\$ 26 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
- (viii) Redução de 53,9% (R\$ 11 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (ix) Redução de 13,2% (R\$ 10 milhões) no **ajuste da expectativa de fluxo de caixa** (atualização monetária do ativo financeiro da concessão), devido: (a) à inflação mais baixa, com queda no índice de 0,49% (IGP-M de 2,31% no 2T15 vs. IPCA de 1,82% no 2T16)<sup>2</sup>; e (b) à 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)<sup>3</sup>.

- Despesas Financeiras: em IFRS, aumento de 16,4% (R\$ 85 milhões), passando de R\$ 516 milhões no 2T15 para R\$ 601 milhões no 2T16. Na visão gerencial, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, e expurgando o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (negativo em R\$ 28 milhões no 2T16 e em R\$ 2 milhões no 2T15), houve um aumento de 20,8% (R\$ 101 milhões), passando de R\$ 488 milhões no 2T15 para R\$ 589 milhões no 2T16, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 108,3% (R\$ 75 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 81 milhões); parcialmente compensados pelo (b) efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 6 milhões);
- (ii) Aumento de 4,5% (R\$ 17 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, refletindo o aumento no custo médio da dívida;
- (iii) **Atualização do passivo financeiro setorial** (R\$ 16 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução 24,9% (R\$ 5 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
- (v) Redução de R\$ 1 milhão em **outras despesas financeiras**.

---

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.

<sup>2</sup> Em novembro de 2015, por meio da REN nº 686/2015, a Aneel aprovou alterações no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), Submódulo 2.3, entre elas a substituição do indexador IGP-M pelo IPCA para atualização da base de remuneração regulatória.

<sup>3</sup> 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.

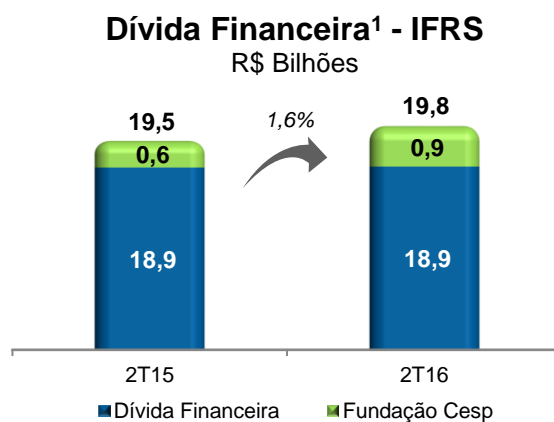
## 4.7) Lucro Líquido

No 2T16, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 240 milhões, registrando um aumento de 166,1% (R\$ 150 milhões). O **lucro líquido gerencial** no 2T16 totalizou R\$ 261 milhões, comparado a R\$ 221 milhões no 2T15, um aumento de 18,4% (R\$ 41 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>240</b>	<b>90</b>	<b>166,1%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional Geração (B)</b>	<b>21</b>	<b>35</b>	
Geração Convencional	(9)	(10)	
CPFL Renováveis	30	45	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>95</b>	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	99	
Efeito de Sazonalização (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	(42)	
Contingências trabalhistas	-	33	
Provisão para perda de imobilizado (UTE Bio Pedra)	-	6	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)</b>	<b>261</b>	<b>221</b>	<b>18,4%</b>

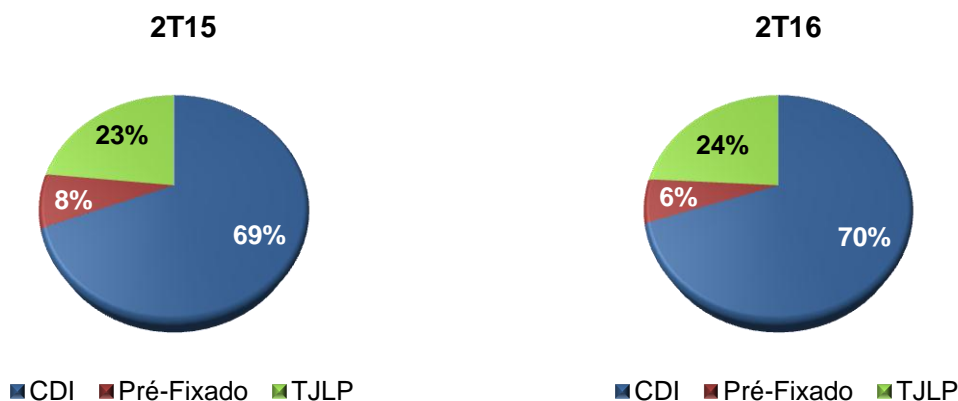
## 5) ENDIVIDAMENTO

### 5.1) Dívida em IFRS



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

### Indexação Pós-Hedge<sup>1</sup> – 2T15 vs. 2T16



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (32% do total no 2T16), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

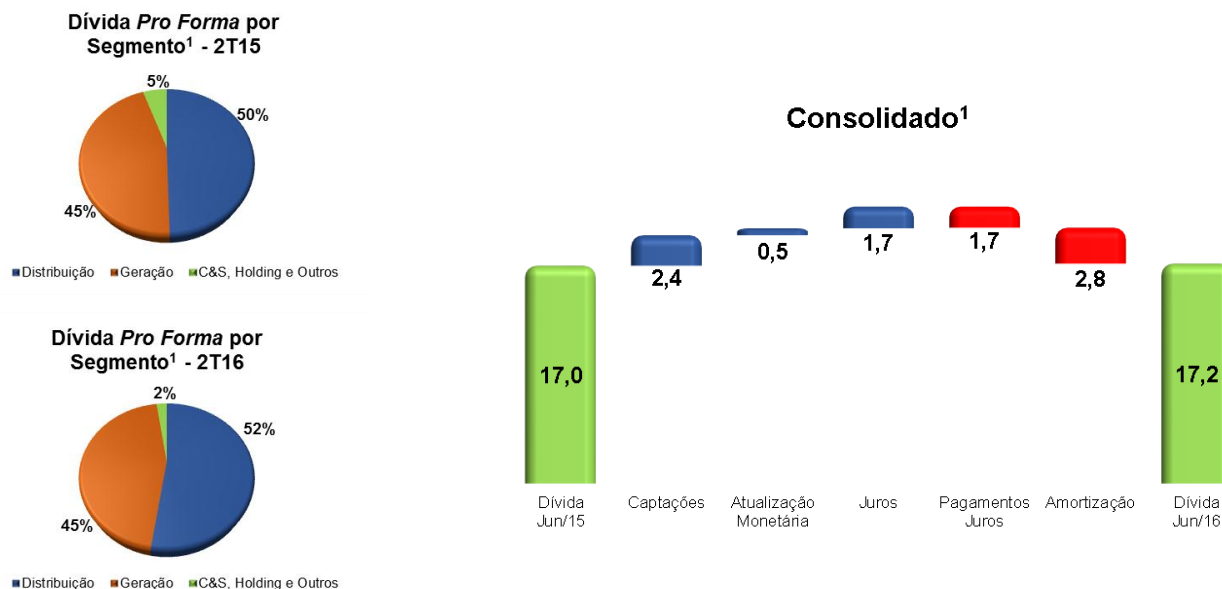
### Dívida Líquida em IFRS

IFRS - R\$ Milhões	2T16	2T15	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(18.920)	(18.900)	0,1%
(+) Disponibilidades	5.465	3.704	47,5%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(13.455)</b>	<b>(15.196)</b>	<b>-11,5%</b>

## 5.2) Dívida no critério *Pro Forma*

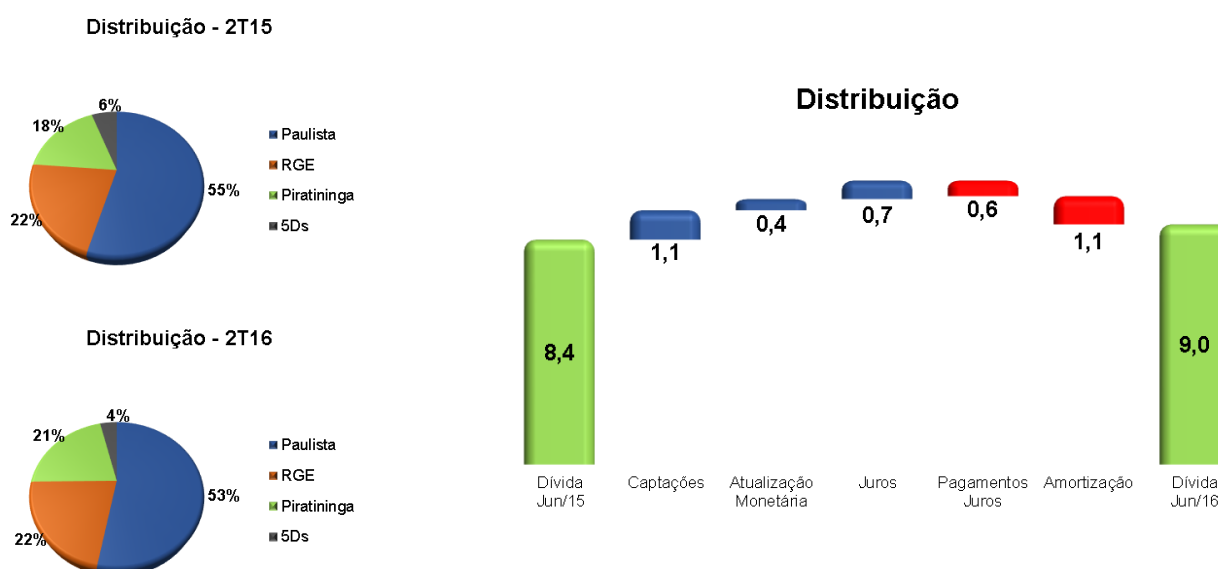
### 5.2.1) Movimentação da dívida no critério *Pro Forma* (R\$ Bilhões)

A dívida financeira *Pro forma* da CPFL Energia em 30 de junho de 2016 era de **R\$ 17.158 milhões**, um aumento de **1,2%** em relação ao mesmo período do ano anterior. Abaixo as principais movimentações ao longo de doze meses:



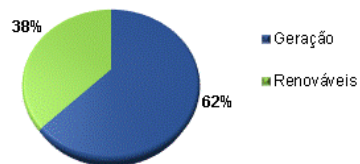
1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM), gastos com captação e emissão e ajustes contábeis.

A seguir, temos a abertura da dívida financeira da CPFL Energia por segmento e por empresa, e as principais movimentações ao longo de doze meses:

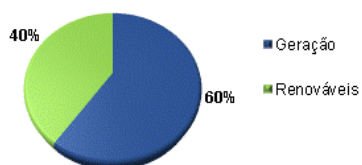




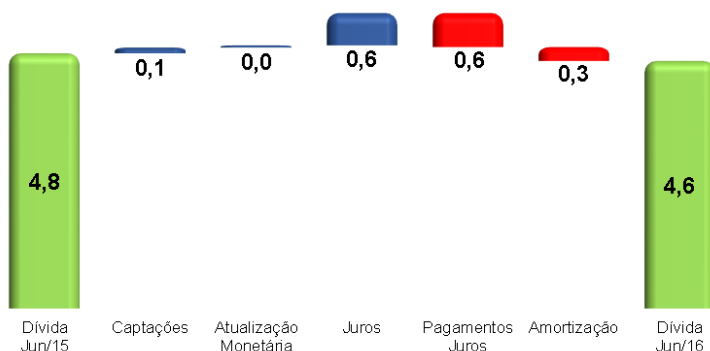
Geração - 2T15



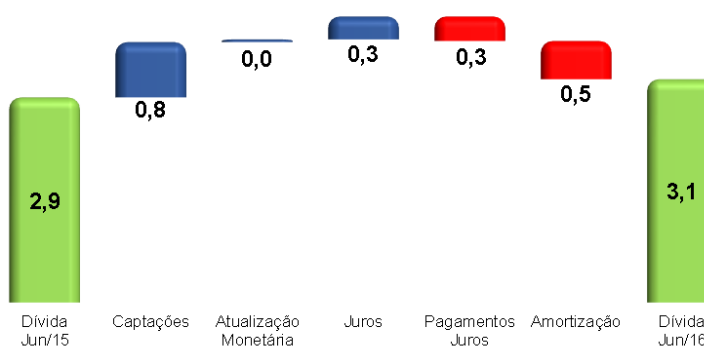
Geração - 2T16



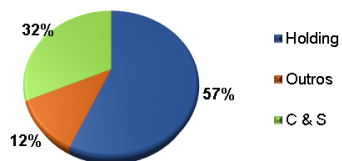
### Geração



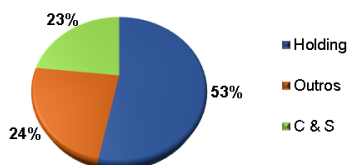
### Renováveis - Proporcional



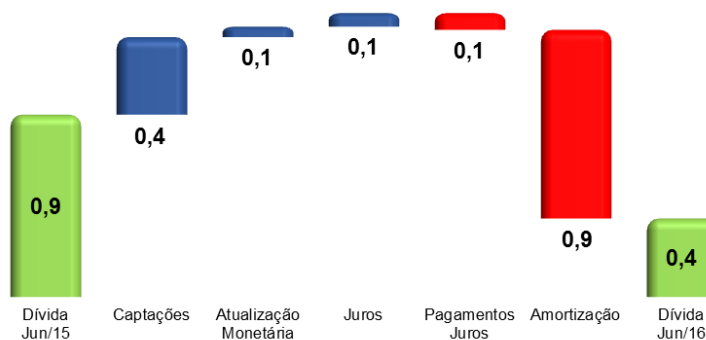
Comercialização e Serviços, Holding e Outros - 2T15



Comercialização e Serviços, Holding e Outros - 2T16



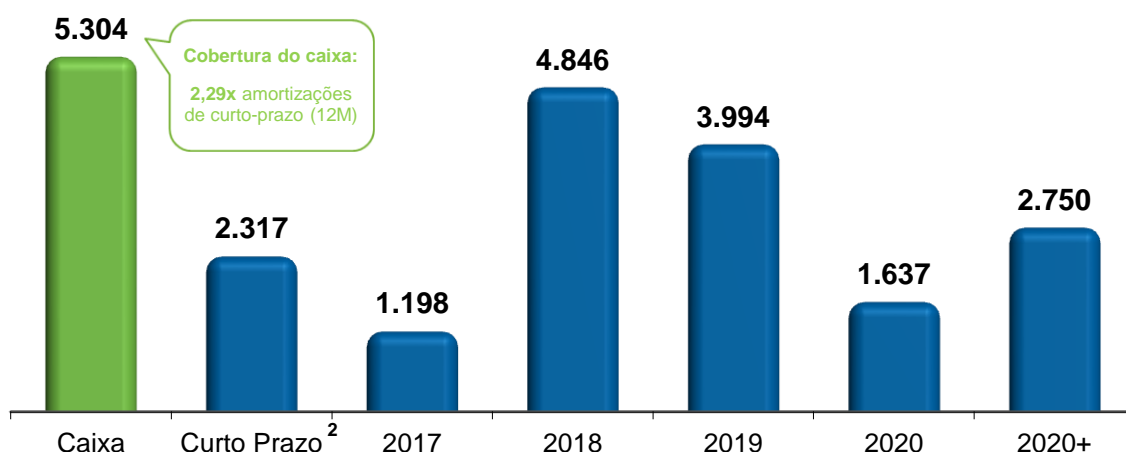
### Comercialização e Serviços, Holding e Outros



## 5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério *Pro Forma*

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 2015, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2016 e 2017.

### Cronograma de amortização da dívida no critério *Pro Forma* (Jun/16)<sup>1</sup>



1) Considera apenas o principal da dívida, incluindo *hedge* e excluindo encargos (R\$ 462 milhões no 2T16);

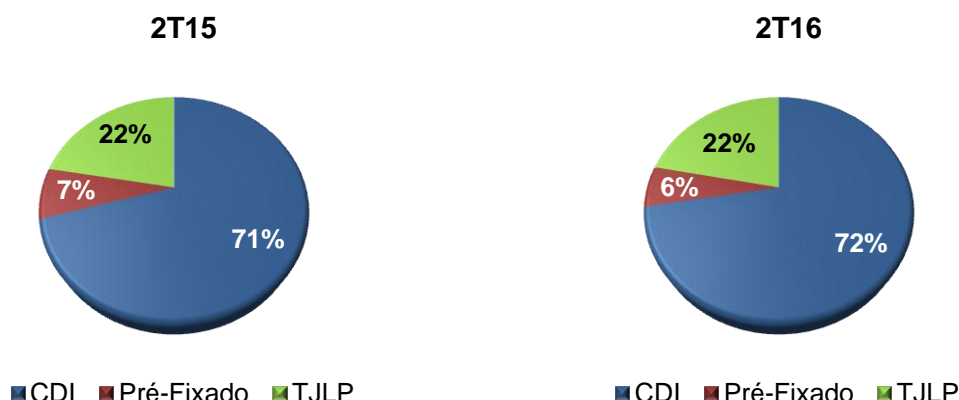
2) Doze meses (julho/2016 a junho/2017);

A posição de caixa ao final do 2T16 possui índice de cobertura de **2,29x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2018. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,48 anos**.

Dívida Financeira - 2T16 - <i>Pro-Forma</i> (R\$ Milhões)													
Segmentos	BNDES		Instituições Financeiras		Outros		Moeda Estrangeira		Debêntures		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Holding (CPFL Energia)	-	-	-	-	-	-	162	-	-	-	162	-	162
Distribuição	352	1.176	28	452	4	8	836	4.641	33	2.213	1.253	8.489	9.742
Comercialização e Serviços	5	25	2	2	1	0	12	44	-	-	20	71	91
Geração Convencional	172	1.042	10	684	-	-	324	118	553	1.756	1.059	3.600	4.659
CPFL Renováveis	146	1.561	59	338	-	-	-	-	114	878	319	2.777	3.096
Outros	8	51	8	25	-	-	-	-	-	-	16	76	92
<b>Endividamento (Principal)</b>	<b>682</b>	<b>3.855</b>	<b>109</b>	<b>1.501</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>1.335</b>	<b>4.803</b>	<b>699</b>	<b>4.846</b>	<b>2.829</b>	<b>15.013</b>	<b>17.842</b>
<b>Encargos</b>													
<b>Hedge</b>													
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>													
Participação sobre o total (%)													
<b>Entidade de Previdência Privada</b>													
<b>Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada)</b>													
Participação sobre o total (%)													

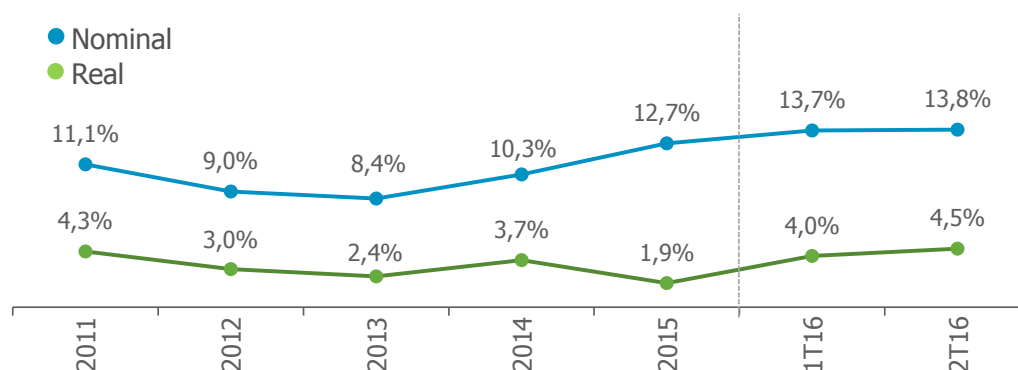
### 5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério *Pro Forma*

#### Indexação<sup>1</sup> Pós-*Hedge*<sup>2</sup> no critério *Pro Forma* – 2T15 vs. 2T16



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;  
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (36% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI. As dívidas atreladas à CDI passaram de 70,6% para 72,3% devido principalmente à captação de R\$ 708 milhões através de um empréstimo sindicalizado via Lei 4.131 em maio de 2016.

#### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério *Pro Forma* – Últimos 12 meses



1) Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge*.

### 5.3) Dívida Líquida no critério *Covenant* e Alavancagem

No 2T16, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 11.658 milhões**, uma queda de **15,4%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T15, que era de **R\$ 13.774 milhões**.

<i>Pro forma</i> (*) - R\$ Milhões	2T16	2T15	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(16.962)	(17.066)	-0,6%
(+) Disponibilidades	5.304	3.292	61,1%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(11.658)</b>	<b>(13.774)</b>	<b>-15,4%</b>
EBITDA Gerencial <sup>2</sup>	3.764	3.755	0,2%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,10x</b>	<b>3,67x</b>	<b>-0,57x</b>

1) Considerando 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\$ 11.658 milhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 3.764 milhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T16 alcançou **3,10x**.

## 5.4) Ratings

Em março de 2016, a **Fitch Ratings** reafirmou o rating da CPFL Energia em **AA (bra)** e suas subsidiárias e alterou a **perspectiva de cenário de estável para negativa**. Apesar do novo rebaixamento do *rating* soberano pela agência em maio deste ano, os *ratings* da CPFL permaneceram inalterados.

No início de julho, a CPFL Energia informou ao mercado que a Camargo Correa S.A., seu maior controlador, havia recebido uma proposta de aquisição da sua participação pela companhia estatal chinesa *State Grid*. As agências de classificação de risco avaliaram a proposta como positiva, dada a qualidade de crédito da companhia chinesa, mas sem impactos imediatos nos *ratings* corporativo e das emissões da CPFL Energia. Abaixo estão listados os *ratings* e as perspectivas das agências.

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2013	2014	2015	Atual
S&P Global Ratings	<b>Rating</b>	brAA+	brAA+	brAA	brAA-
	<b>Perspectiva</b>	Estável	Estável	Negativa	Negativa
FitchRatings	<b>Rating</b>	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)
	<b>Perspectiva</b>	Estável	Estável	Estável	Negativa

## 6) INVESTIMENTOS

### 6.1) Investimentos realizados

Investimentos (IFRS - R\$ Milhões)						
Segmento	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Distribuição	221	246	-10,0%	429	421	2,0%
Geração - Convencional	1	1	43,2%	4	1	165,6%
Geração - Renováveis <sup>1</sup>	260	129	101,6%	487	276	76,7%
Comercialização	1	0	194,1%	2	1	190,0%
Serviços e Outros <sup>2</sup>	21	7	220,0%	28	14	94,8%
<b>Total</b>	<b>504</b>	<b>382</b>	<b>31,9%</b>	<b>950</b>	<b>713</b>	<b>33,2%</b>
Transmissão	12	10	19,6%	16	26	-39,0%
Obrigações Especiais	66	52	26,7%	110	87	26,9%

Notas:

1) A diferença de R\$ 5 milhões negativos no 2T16 e de R\$ 3 milhões positivos no 1S16 está contabilizada na linha "Fornecedores de Imobilizado" da nota explicativa 30 do DFP da CPFL Renováveis;

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

No 2T16, foram realizados investimentos de R\$ 504 milhões, o que representa um aumento de 31,9% em relação ao 2T15. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 12 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 66 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T16 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias e 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.

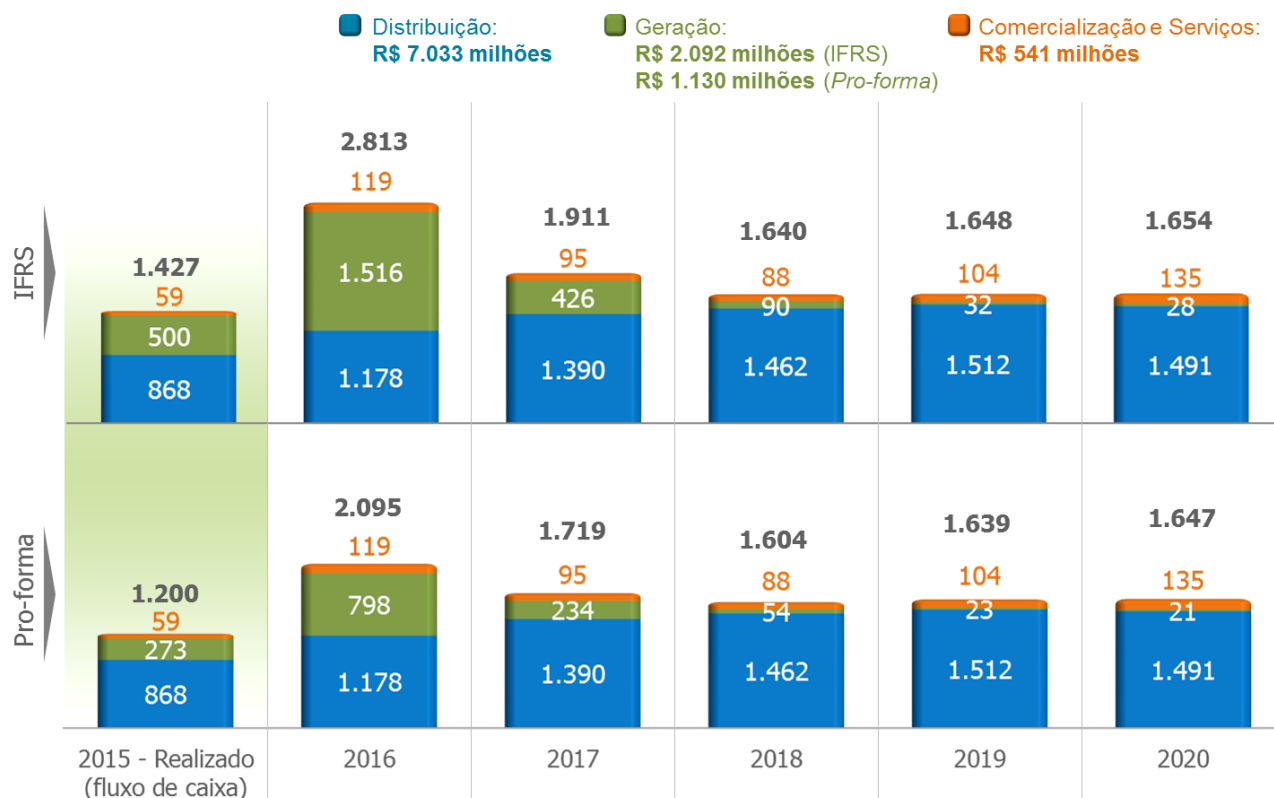
(ii) Geração:

- a. Complexo Eólico de Campo dos Ventos;
- b. Complexo Eólico de São Benedito;
- c. Complexo Eólico de Pedra Cheirosa;
- d. PCH Mata Velha.

## 6.2) Investimentos projetados

Em dezembro de 2015, o Conselho de Administração aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o orçamento anual de 2016 e projeções plurianuais 2017/2020 da CPFL Energia e de sociedades controladas, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

### Investimentos projetados em R\$ mil



**Notas:**

- (i) valores em moeda constante;
- (ii) valores do segmento de distribuição líquidos de Obrigações Especiais e outros itens financiados pelos consumidores;
- (iii) IFRS – 100% CERAN e CPFL Renováveis. *Pro forma* – participação da CPFL Energia nos projetos de geração.

## 7) MERCADO DE CAPITAIS

### 7.1) Desempenho das Ações

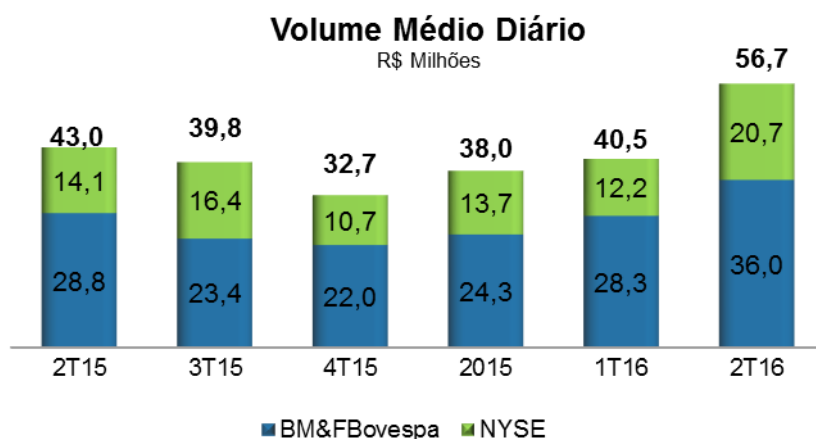
A CPFL Energia, com 31,9% (até 30 de junho de 2016) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

BM&FBovespa				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/06/2015	R\$ 18,58	30.253	53.080	30/06/2015	\$ 12,13	17.771	17.620
31/03/2016	R\$ 18,92	27.859	50.055	31/03/2016	\$ 10,78	14.334	17.685
30/06/2016	R\$ 20,59	30.786	51.526	30/06/2016	\$ 12,86	15.996	17.930
<b>Var. Tri</b>	<b>8,8%</b>	<b>10,5%</b>	<b>2,9%</b>	<b>Var. Tri</b>	<b>19,3%</b>	<b>11,6%</b>	<b>1,4%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>10,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>-2,9%</b>	<b>Var. 12M</b>	<b>6,0%</b>	<b>-10,0%</b>	<b>1,8%</b>

Em 30 de junho de 2016, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 20,59 por ação na BM&FBovespa e US\$ 12,86 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma variação no trimestre de 8,8% e 19,3%, respectivamente. Em doze meses, a valorização da ação foi de 10,8% na BM&FBovespa e da ADR de 6,0% na NYSE.

### 7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 2T16 foi de R\$ 56,7 milhões, sendo R\$ 36 milhões na BM&FBovespa e R\$ 20,7 milhões na NYSE, representando um aumento de 31,8 % em relação ao 2T15. O número de negócios realizados na BM&FBovespa, por sua vez, aumentou 51%, passando de uma média diária de 5.407 negócios, no 2T15, para 8.163 negócios, no 2T16.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na BM&FBovespa e na NYSE



## 8) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia (“CPFL” ou “Companhia”) e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2015, a CPFL completou 11 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa 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 BMF&Bovespa 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 externos, um deles Conselheiro Independente, 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.

Como forma de assegurar que as melhores práticas permeiem as atividades do Conselho e seu relacionamento com a Companhia, ao mesmo tempo em que os conselheiros mantenham o foco na sua função de fórum central das decisões, constituiu, em 2006, a Assessoria do Conselho de Administração, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho, cuja denominação da área foi alterada, em 2015, para Assessoria de Governança Corporativa.

A Assessoria é um órgão que atua como guardião das boas práticas, visando assegurar a adesão às Diretrizes de Governança; a agilidade da comunicação entre a Companhia e os conselheiros; a qualidade e a tempestividade das informações; a integração e avaliação dos conselheiros de administração e fiscais; o constante aperfeiçoamento dos processos de governança e o relacionamento institucional com agentes e entidades de governança.

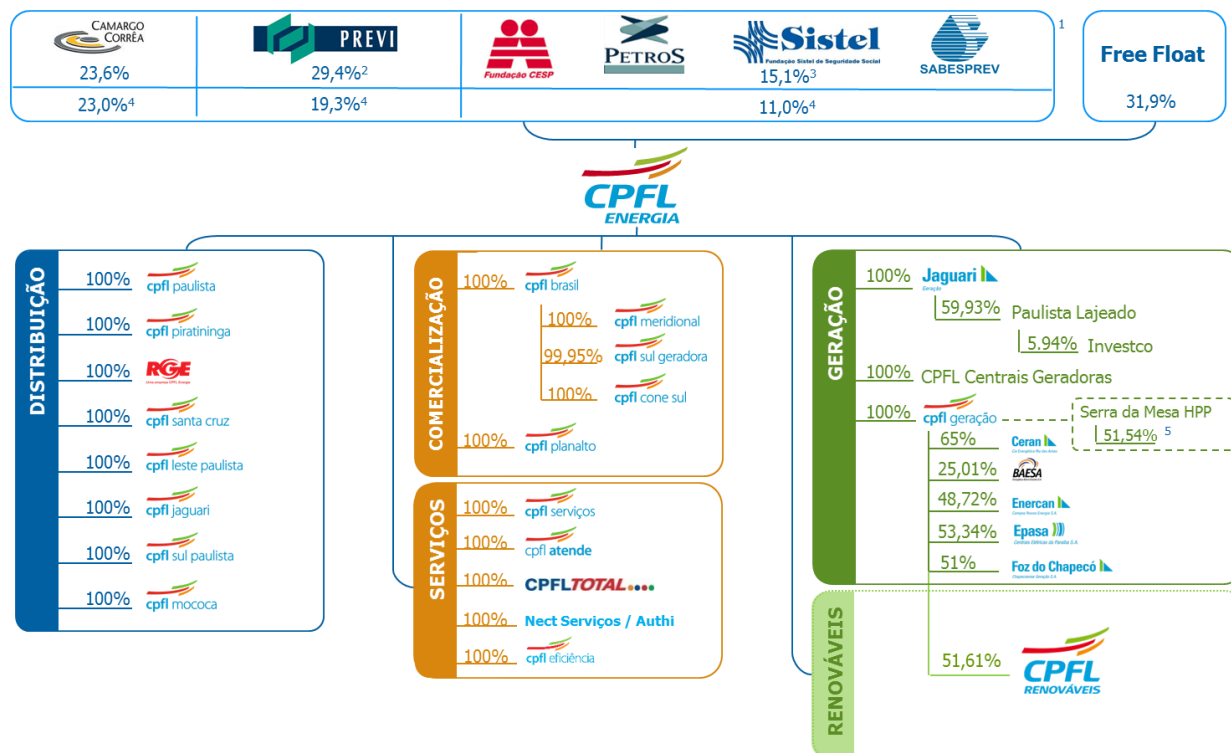
A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente, passando de 5 (cinco) para 6 (seis) Diretores vice-presidentes e alinhados ao nosso Programa de Sucessão. Todos os diretores vice-presidentes possuem mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, além de ocuparem posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL. Com a reorganização, a CPFL Energia visa criar as bases necessárias para consolidar-se como líder do setor elétrico brasileiro, buscando sempre a gestão eficiente de seus ativos e oportunidades de geração de valor sustentável para todos os seus stakeholders.

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 [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## 9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2016

A CPFL Energia é uma *holding* de participações societárias, cujo resultado depende diretamente do resultado de suas controladas.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) % de ações vinculadas dos acionistas controladores.
- (5) 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.

## Proposta de aquisição da participação do controlador Camargo Corrêa S.A.

Em 1 de julho de 2016, a CPFL Energia emitiu Fato Relevante ao mercado informando que, naquela data, “A CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”), em atendimento ao disposto no art. 157, § 4º da Lei nº 6.404/76 (“Lei das S.A.”) e na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 358/02, vem divulgar aos seus acionistas e ao mercado em geral que recebeu hoje de seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”) comunicação sobre proposta recebida da State Grid International Development Limited. (“Compradora”) para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle da CPFL Energia S.A., conforme estabelecido no Acordo de Acionistas da CPFL Energia celebrado em 22 de março de 2002 e respectivos Aditamentos (“Acordo de Acionistas”).

Transcrevemos abaixo a notificação recebida pela companhia.

A Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”) vem, por meio desta, informar que recebeu e aceitou, nesta data, uma proposta (“Proposta”) encaminhada pela State Grid International Development Limited (“Compradora”) para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”), conforme estabelecido no Acordo de Acionistas da CPFL Energia celebrado em 22 de março de 2002 e respectivos Aditamentos (“Acordo de Acionistas”). Neste sentido, a CCSA celebrou uma Letter Agreement vinculante (“Letter

Agreement”), nesta data, com a Compradora, visando à assinatura do Contrato de Aquisição de Ações (“Share Purchase Agreement”) relativo à aquisição, direta ou indireta, por uma ou mais da(s) afiliada(s) da Compradora constituída(s) no Brasil, de 234.086.204 ações da CPFL Energia detidas pela ESC Energia S.A., subsidiária da CCSA, as quais estão vinculadas ao Acordo de Acionistas e representam aproximadamente 23% do capital social da CPFL Energia (“Transação”). O preço de aquisição é de R\$ 25,00 (vinte e cinco reais) por ação da CPFL Energia, sujeito a ajustes previstos nos documentos da Transação (“Preço por Ação”). A CCSA foi comunicada que, para os fins e efeitos da Transação, o valor atribuído pela Compradora às ações da CPFL Energias Renováveis S.A., detidas direta ou indiretamente pela CPFL Energia, é de R\$12,20 por ação. A celebração do Share Purchase Agreement se dará após a conclusão de due diligence confirmatória a ser conduzida pela Compradora na CPFL Energia e suas subsidiárias. A efetiva conclusão da Transação se dará após a obtenção das devidas aprovações por parte das autoridades públicas competentes, incluindo o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Após a efetiva celebração do Share Purchase Agreement, terá início o prazo para os demais signatários do Acordo de Acionistas da CPFL Energia exercerem o seu direito de preferência para a aquisição da totalidade das ações objeto da Transação ou, de outra forma, optar por aderir à Transação e alienar em conjunto com a CCSA a totalidade de suas ações da CPFL Energia vinculadas ao Acordo de Acionistas, pelo mesmo Preço por Ação e nas demais condições ofertadas à CCSA pela Compradora. A CCSA voltará a informá-los sobre quaisquer outros desenvolvimentos relevantes relacionados à Transação “

## Aquisição da Distribuidora AES SUL

Em 16 de junho de 2016, a CPFL Energia emitiu Fato Relevante ao Mercado informando que, naquela data, “A CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”), em atendimento ao disposto no art. 157, § 4º da Lei nº 6.404/76 (“Lei das S.A.”) e na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 358/02, vem divulgar aos seus acionistas e ao mercado em geral que celebrou, ontem, com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., na qualidade de vendedora (“AES Guaíba”), e com The AES Corporation, na qualidade de garantidora, um Contrato de Compra e Venda de Ações que prevê a aquisição pela CPFL Energia da totalidade das ações de emissão da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (a “AES Sul”, o “Contrato” e a “Transação”, respectivamente). Pela Transação, a CPFL Energia pagará à AES Guaíba, na data de fechamento, o valor de R\$ 1.403.000.000,00 (um bilhão quatrocentos e três milhões reais), acrescido do valor de R\$ 295.455.000,00 (duzentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e quarenta e cinco mil reais) relativo a aumento de capital realizado pela AES Guaíba na AES Sul em 26 de fevereiro de 2016, totalizando R\$ 1.698.455.000,00 (um bilhão, seiscentos e noventa e oito milhões quatrocentos e cinquenta e cinco mil reais) (“Preço Total”). O Preço Total será ajustado, em até 45 (quarenta e cinco) dias da data de fechamento, pelas variações de capital de giro e de dívida líquida (excetuada a variação decorrente do referido aumento de capital) da AES Sul entre 31 de dezembro de 2015 e a data de fechamento da Transação. O fechamento e a implementação da Transação deverão acontecer uma vez verificadas certas condições precedentes usuais em operações similares, conforme estabelecidas no Contrato, dentre as quais a aprovação prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e de outros terceiros, incluindo credores da AES Sul. A CPFL Energia também informa que a Transação constitui investimento relevante para fins do art. 256, I, da Lei das S.A., devendo ser convocada oportunamente uma assembleia geral extraordinária da CPFL Energia para a aprovação da Transação pelos seus acionistas. Tal assembleia geral extraordinária ocorrerá previamente à data de fechamento. Vale ressaltar que os acionistas controladores da CPFL Energia se comprometeram a votar favoravelmente à Transação em tal assembleia geral extraordinária. Por outro lado, a Transação não se enquadra nos requisitos e parâmetros estabelecidos no art. 256, II, da Lei das S.A. e, nesse sentido, não ensejará direito de retirada aos seus acionistas. A documentação necessária para que os acionistas da CPFL Energia decidam acerca da prévia aprovação da Transação, incluindo o laudo

*de avaliação conforme estabelece o art. 256, §1º Lei das S.A., será oportunamente divulgada aos acionistas da CPFL Energia e ao mercado. A AES Sul atua como distribuidora de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e possui o monopólio para servir o mercado cativo de 118 cidades daquele Estado.”*

A AES Sul atende 1,31 milhão de cliente, com área de 99.512 km<sup>2</sup>, possui consumo de 7.241 GWh, detêm 65 mil km em Rede de Distribuição, prazo para vencimento da concessão em 6/11/2027 e próxima revisão tarifária em 04/2018. A CPFL Energia detém *market share* de 12,3% do mercado nacional de distribuição, com a aquisição seu *market share* neste mercado alcançará 14,3%, passara a atender 382 dos 497 municípios do Rio Grande do Sul. Por fim, a CPFL Energia manterá o mercado informado sobre fatos subsequentes relacionados à Transação.

## 10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 10.1) Segmento de Distribuição

#### 10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	5.876	7.823	<b>-24,9%</b>	12.256	14.249	<b>-14,0%</b>
<b>Receita Operacional Líquida (IFRS)<sup>1</sup></b>	<b>3.231</b>	<b>4.025</b>	<b>-19,7%</b>	<b>6.453</b>	<b>8.695</b>	<b>-25,8%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.322)	(3.245)	-28,4%	(4.545)	(6.440)	-29,4%
Custos e Despesas Operacionais	(917)	(919)	-0,2%	(1.751)	(1.652)	6,0%
Resultado do Serviço	261	136	91,8%	640	603	6,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(2)</sup></b>	<b>386</b>	<b>259</b>	<b>49,3%</b>	<b>890</b>	<b>844</b>	<b>5,5%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(3)</sup></b>	<b>415</b>	<b>322</b>	<b>28,8%</b>	<b>921</b>	<b>865</b>	<b>6,4%</b>
Resultado Financeiro	(1)	28	-101,8%	(5)	(129)	-96,2%
Lucro Antes da Tributação	260	164	58,3%	635	474	33,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>168</b>	<b>116</b>	<b>45,0%</b>	<b>405</b>	<b>310</b>	<b>30,4%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(4)</sup></b>	<b>168</b>	<b>149</b>	<b>13,0%</b>	<b>405</b>	<b>363</b>	<b>11,5%</b>

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial, além de considerar os itens acima, exclui os efeitos não-recorrentes e a variação cambial de Itaipu (efeito negativo de R\$ 28 milhões no 2T16, comparado a um efeito negativo de R\$ 13 milhões no 2T15);
- (4) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.12.

#### 10.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 2T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 462 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 896 milhões no 2T15, uma variação de R\$ 1.358 milhões. Em 30 de junho de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 130 milhões (R\$ 170 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo também positivo de R\$ 707 milhões (R\$ 737 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 31 de março de 2016.



### 10.1.1.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta atingiu R\$ 5.876 milhões no 2T16, uma redução de 24,9% (R\$ 1.947 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 1.358 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 896 milhões no 2T15 para um passivo de R\$ 462 milhões no 2T16;
- Variação de R\$ 398 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 3,5% (R\$ 217 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência da redução de 2,0% no volume de vendas na área de concessão e do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2T15 e 2T16 (em virtude dos reajustes tarifários anuais);

Parcialmente compensada por:

- Aumento de R\$ 14 milhões em Outras Receitas e Rendas; e
- Aumento de R\$ 12 milhões nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente descontos na TUSD e subsídios para baixa renda, acompanhando a elevação nas tarifas.

A receita bruta gerencial, que expurga o efeito da variação cambial de Itaipu sobre os ativos e passivos financeiros setoriais, alcançou R\$ 5.904 milhões, uma redução de 24,7% (R\$ 1.932 milhões) em relação ao 2T15.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 2.645 milhões no 2T16, representando uma queda de 30,4% (R\$ 1.153 milhões), devido às seguintes reduções:

- de 96,2% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 658 milhões);
- de 26,8% na CDE (R\$ 305 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE (Uso e Energia), em valores menores que os observados no ano de 2015, parcialmente compensada pela inclusão da CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR desde o evento tarifário de 2015 de cada distribuidora;
- de 24,3% no PIS e Cofins (R\$ 174 milhões);
- de 1,5% no ICMS (R\$ 18 milhões);
- de 7,9% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensados pelo aumento:

- de 19,2% no PROINFA (R\$ 5 milhões); e
- de 11,6% em outros encargos (R\$ 0,5 milhão).

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 3.231 milhões no 2T16, representando uma redução de 19,7% (R\$ 794 milhões). A receita operacional líquida gerencial, que expurga a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 3.260 milhões, uma redução de 19,3% (R\$ 779 milhões).

### 10.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

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\$ 2.322 milhões no 2T16, representando uma redução de 28,4% (R\$ 923 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 1.995 milhões no 2T16, o que representa uma redução de 32,8% (R\$ 974 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 32,7% (R\$ 787 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e **contratos bilaterais**, devido à redução de 35,2% no preço médio de compra (de R\$ 256,97/MWh no 2T15 para R\$ 166,51/MWh no 2T16), a despeito do aumento de 3,9% (364 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (ii) Redução de 24,3% (R\$ 162 milhões) no custo com energia de **Itaipu**, decorrente da redução de 23,6% no preço médio de compra (de R\$ 260,83/MWh no 2T15 para R\$ 199,16/MWh no 2T16) e da redução de 0,8% (21 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Redução de 62,8% (R\$ 124 milhões) no custo com **energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente das reduções de 42,4% na quantidade de energia comprada (225 GWh) e do PLD médio (de R\$ 382,82/MWh no 2T15 para R\$ 62,22/MWh no 2T16, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 382,82/MWh no 2T15 para R\$ 60,15/MWh no 2T16, no submercado Sul), parcialmente compensadas pelo aumento de 52,5% no preço médio de compra (de R\$ 234,54/MWh no 2T15 para R\$ 357,56/MWh no 2T16);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 32,8% (R\$ 99 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 328 milhões no 2T16, o que representa um aumento de 18,3% (R\$ 51 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Contabilização de encargos de energia de reserva – **EER** no 2T16, no montante de R\$ 71 milhões (não observada no 2T15);
  - (ii) Aumento de 30,7% (R\$ 5 milhões) nos encargos de **conexão e de uso do sistema de distribuição**;
  - (iii) Aumento de 25,5% (R\$ 3 milhões) nos encargos de **transporte de Itaipu**;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 9,1% (R\$ 19 milhões) nos encargos da **rede básica**;
- (v) Redução de 5,7% nos encargos de serviço de sistema – **ESS** (R\$ 4 milhões), em função da redução do PLD;
- (vi) Aumento de 18,3% (R\$ 5 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

### 10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 917 milhões no 2T16, comparado a R\$ 919 milhões no 2T15, uma redução de 0,2% (R\$ 2 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 2,2% (R\$ 6 milhões) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 269 milhões no 2T16, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;



(ii) Redução de 16,3% (R\$ 3 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**;

Parcialmente compensado pelo:

(iii) Aumento de 0,8% no **PMSO** (R\$ 4 milhões), que atingiu R\$ 509 milhões no 2T16, comparado a R\$ 505 milhões no 2T15. Tal variação decorre dos seguintes fatores:

- ✓ Gastos com pessoal, que registraram aumento de 5,5% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- ✓ Gastos com material, que registraram aumento de 31,0% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões), à aquisição de materiais para manutenção da frota (R\$ 3 milhões) e outros (R\$ 1 milhão);
- ✓ Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 30,4% (R\$ 37 milhões), devido principalmente aos aumentos nas despesas com manutenção do sistema elétrico (R\$ 12 milhões), ações de cobrança (R\$ 5 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), manutenção de hardware/software (R\$ 2 milhões), entrega e cobrança de fatura (R\$ 1 milhão) e outros serviços terceirizados (R\$ 11 milhões);
- ✓ Outros custos/despesas operacionais, que registraram uma redução de 25,3% (R\$ 49 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - Redução de 60,0% (R\$ 71 milhões) nas despesas legais, judiciais, indenizações e multas. Expurgando o efeito não recorrente observado no 2T15, no valor de R\$ 50 milhões, a redução seria de 30,7% (R\$ 21 milhões);
  - Aumento de 20,4% (R\$ 8 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa, em virtude do cenário econômico atual;
  - Aumento de 37,2% (R\$ 13 milhões) em outras despesas, devido principalmente a multas regulatórias - DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 6 milhões), gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão) e outros efeitos (R\$ 6 milhões).

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	2T16	2T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(175,3)	(166,1)	(9,1)	5,5%
Material	(29,2)	(22,3)	(6,9)	31,0%
Serviços de Terceiros	(159,5)	(122,3)	(37,2)	30,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(145,0)	(194,0)	49,1	-25,3%
<i>PDD</i>	<i>(48,8)</i>	<i>(40,5)</i>	<i>(8,3)</i>	<i>20,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(47,0)</i>	<i>(117,7)</i>	<i>70,7</i>	<i>-60,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>(49,1)</i>	<i>(35,8)</i>	<i>(13,3)</i>	<i>37,2%</i>
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(508,9)</b>	<b>(504,7)</b>	<b>(4,2)</b>	<b>0,8%</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Contingências trabalhistas (Outros Custos/Despesas Operacionais)	-	49,8		
<b>Total efeitos não-recorrentes - (B)</b>	<b>-</b>	<b>49,8</b>	<b>(49,8)</b>	<b>-</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(175,3)	(166,1)	(9,1)	5,5%
Material	(29,2)	(22,3)	(6,9)	31,0%
Serviços de Terceiros	(159,5)	(122,3)	(37,2)	30,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(145,0)	(144,2)	(0,8)	0,5%
<i>PDD</i>	<i>(48,8)</i>	<i>(40,5)</i>	<i>(8,3)</i>	<i>20,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(47,0)</i>	<i>(67,9)</i>	<i>20,9</i>	<i>-30,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>(49,1)</i>	<i>(35,8)</i>	<i>(13,3)</i>	<i>37,2%</i>
<b>Total PMSO - (A) + (B)</b>	<b>(508,9)</b>	<b>(454,9)</b>	<b>(54,0)</b>	<b>11,9%</b>

(iv) Aumento de 2,2% (R\$ 3 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

### 10.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 386 milhões no 2T16, registrando um aumento de 49,3% (R\$ 127 milhões). O **EBITDA gerencial**, que desconsidera efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 415 milhões, o que representa um alta de 28,8% (R\$ 93 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>386</b>	<b>259</b>	<b>49,3%</b>
<b>Variação cambial de Itaipu (B)</b>	<b>28</b>	<b>13</b>	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>50</b>	
Contingências trabalhistas	-	50	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C)</b>	<b>415</b>	<b>322</b>	<b>28,8%</b>

### 10.1.1.6) Resultado Financeiro

No 2T16, o resultado financeiro líquido (IFRS) registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 1 milhão, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 28 milhões no 2T15. Já o resultado financeiro líquido gerencial, que desconsidera os efeitos da variação cambial de Itaipu, teve uma despesa financeira líquida de R\$ 29 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 15 milhões no 2T15.

Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var.
Receitas	282	252	11,9%
Despesas	(282)	(223)	26,4%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(1)</b>	<b>28</b>	<b>-101,8%</b>

Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de aplicações financeiras	92	34	171,4%
Acréscimos e multas moratórias	58	52	11,5%
Atualização de créditos fiscais	11	4	193,5%
Atualização de depósitos judiciais	8	20	-57,0%
Atualizações monetárias e cambiais	15	14	7,1%
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	68	78	-13,2%
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	5	3	61,3%
Atualização do ativo financeiro setorial	7	34	-77,7%
PIS e COFINS - sobre receitas financeiras	3	-	-
Outros	14	3	319,3%
<b>Total</b>	<b>282</b>	<b>241</b>	<b>16,8%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de dívidas	(167)	(150)	11,3%
Atualizações monetárias e cambiais	(111)	(55)	99,4%
(-) Juros capitalizados	3	3	0,8%
Atualizações de passivo financeiro setorial	(14)	2	-958,7%
Outros	(22)	(25)	-13,9%
<b>Total</b>	<b>(311)</b>	<b>(226)</b>	<b>37,5%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(29)</b>	<b>15</b>	<b>-289,1%</b>

Nota: O efeito da variação cambial de Itaipu foi negativo em R\$ 28 milhões no 2T16 e em R\$ 13 milhões no 2T15.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: em IFRS, aumento de 11,9% (R\$ 30 milhões), passando de R\$ 252 milhões no 2T15 para R\$ 282 milhões no 2T16. Na visão gerencial, que expurga os efeitos da variação cambial de Itaipu, houve um aumento de 16,8% (R\$ 41 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - Aumento de 171,4% (R\$ 58 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude dos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;
  - Aumento de 193,5% na atualização de créditos fiscais (R\$ 7 milhões);
  - Aumento de 11,5% (R\$ 6 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**, por conta do aumento na tarifa;
  - Efeito positivo na linha de **PIS e Cofins** sobre receita financeira (R\$ 3 milhões), em função da reversão do saldo acumulado de PIS e Cofins diferido (sobre ativo financeiro da concessão) constituído no período entre julho/2015 e junho/2016, com base em *legal opinion*;
  - Aumento de 61,3% no deságio na **aquisição de crédito de ICMS** (R\$ 2 milhões);
  - Aumento de 7,1% (R\$ 1 milhão) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao:
    - aumento de R\$ 4 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pela
    - redução de R\$ 3 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;

(vii) Aumento de R\$ 11 milhões em **outras receitas financeiras**;

Parcialmente compensados por:

(viii) Redução de 77,7% (R\$ 26 milhões) em atualizações do **ativo financeiro setorial**;

(ix) Redução de 57,0% (R\$ 11 milhões) na atualização de **depósitos judiciais**;

(x) Redução de 13,2% (R\$ 10 milhões) no ajuste de expectativa de fluxo de caixa (atualização monetária do **ativo financeiro da concessão**), devido a: (a) queda no índice de inflação (IGP-M de 2,31% no 2T15 vs IPCA de 1,82% no 2T16)<sup>4</sup>, e (b) 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)<sup>5</sup>;

- Despesa Financeira: em IFRS, aumento de 26,4% (R\$ 59 milhões), passando de R\$ 223 milhões no 2T15 para R\$ 282 milhões no 2T16. Na visão gerencial, que expurga os efeitos da variação cambial de Itaipu, houve um aumento de 37,5% (R\$ 85 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

(i) Aumento de 99,4% (R\$ 55 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, já expurgando o efeito da variação cambial de Itaipu, devido a: (a) aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 57 milhões); parcialmente compensado pelo (b) efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - efeito não caixa (R\$ 2 milhões);

(ii) Aumento de 11,3% (R\$ 17 milhões) nos **encargos de dívidas** em moeda local, devido principalmente ao aumento no custo médio da dívida;

(iii) Aumento de R\$ 16 milhões em atualizações do **passivo financeiro setorial**;

Parcialmente compensados por:

(iv) Redução de 13,9% (R\$ 3 milhões) em **outras despesas financeiras**.

### 10.1.1.7) Lucro Líquido

No 2T16, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 168 milhões, registrando um aumento de 45,0% (R\$ 52 milhões). O **Lucro Líquido gerencial**, que desconsidera efeitos não recorrentes registrou uma alta de 13,0% (R\$ 19 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>168</b>	<b>116</b>	<b>45,0%</b>
<b>(+) Efeitos não recorrentes (B)</b>	-	<b>33</b>	
Contingências trabalhistas	-	33	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B)</b>	<b>168</b>	<b>149</b>	<b>13,0%</b>

<sup>4</sup> Em novembro/15, por meio da REN nº 686/2015, a Aneel aprovou alterações no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), Submódulo 2.3, entre elas a substituição do indexador IGP-M pelo IPCA para atualização da base de remuneração regulatória.

<sup>5</sup> 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.

## 10.1.2) Reajuste Tarifário Anual

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	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

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

### RGE

Em 17 de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.082, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em -1,48%, sendo -0,67% relativos ao Reajuste Tarifário e -0,81% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -7,51% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,98% e da Parcela B de 2,31%. O reajuste negativo é explicado por: (i) a redução da cota CDE 2016, (ii) a redução da tarifa em dólar do contrato de Itaipu e (iii) o aumento do volume de energia oriunda do regime de cotas. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2016.

### CPFL Paulista

Em 05 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.056, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 9,89%, sendo -0,29% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 10,17% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 7,55% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,06% e da Parcela B de 1,78%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2016.

### 10.1.3) Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Paulista	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 efetivamente alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 3 de fevereiro.

### 10.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

4º Ciclo de Revisão Tarifária	CPFL Piratininga	Sta. Cruz	Sul Paulista	Leste Paulista	Mococa	Jaguari
Data	out/15	mar/16	mar/16	mar/16	mar/16	mar/16
Descrição	Valor (R\$ Milhões)	Valor (R\$ Milhões)	Valor (R\$ Milhões)	Valor (R\$ Milhões)	Valor (R\$ Milhões)	Valor (R\$ Milhões)
Base de Remuneração Bruta (A)	3.020	328	210	151	113	89
Taxa de Depreciação (B)	3,65%	3,69%	3,77%	3,81%	3,77%	3,76%
IRR (C = A x B)	110	12	8	6	4	3
Base de Remuneração Líquida (D)	1.906	194	124	102	72	62
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	234	24	15	12	9	8
Obrigações Especiais (G)	10	2	1	0	0	0
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	354	38	24	19	13	11
OPEX = CAOM <sup>1</sup> + CAIMI <sup>2</sup> (I)	447	82	33	28	21	21
Parcela B (J = H + I)	801	120	56	47	35	33
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	1,22%	1,18%	1,17%	1,19%	1,21%	1,30%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	0,00%	-0,33%	0,00%	-0,33%	1,00%	-0,64%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	791	119	56	46	34	33
Outras Receitas (N)	36	3	1	1	1	1
Parcela B Ajustada (O = M - N)	755	116	54	45	33	31
Parcela A (P)	3.649	319	117	84	58	138
Receita Requerida (Q = O + P)	4.404	436	171	130	91	169

Notas:

- 1) Custo de Administração, Operação e Manutenção;
- 2) Custo Anual de Instalações e Imóveis.

### CPFL Piratininga

Em outubro de 2015 a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. Assim, a parcela B teve um aumento de 5,31%, se comparada à parcela B que compunha a tarifa anterior (de R\$ 720 milhões para R\$ 755 milhões). Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015, o efeito médio para o consumidor foi de 21,11%, composto da seguinte forma: Parcela A (8,10%), Parcela B (1,36%) e componentes financeiros (11,65%). As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2015.

## CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 22 de março de 2016, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa. Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015, o efeito médio para o consumidor foi de 7,2% para a CPFL Santa Cruz, 12,8% para a CPFL Sul Paulista, 13,3% para a CPFL Leste Paulista, 9,0% para a CPFL Mococa e 13,3% para a CPFL Jaguari. Os detalhes podem ser encontrados na tabela acima. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2016.

### 10.1.5) Indicadores Operacionais

#### 10.1.5.1) DEC e FEC

A partir de setembro de 2015 as concessões da CPFL no Estado de SP sofreram com o impacto do *El Niño* mais forte dos últimos 15 anos. Como consequência, a região apresentou fortes chuvas que trouxeram ventos e raios muito acima da média histórica. No início de 2016, a continuidade da alta concentração pluviométrica, a despeito da menor velocidades dos ventos e incidência de raios, acabou gerando vários pontos de alagamento, impedindo o acesso das nossas equipes para o rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Além disso, a menor quantidade de expurgos por dia crítico, dado à mudança da base de comparação (2015 e 2014 contra 2014 e 2013), e as obras que estão sendo realizadas nas áreas de concessão da CPFL Paulista e RGE impactaram negativamente os indicadores de DEC.

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 <sup>1</sup> DEC e FEC											
	DEC (horas)						FEC (nº vezes)					
	2012	2013	2014	2015	2T16	ANEEL <sup>1</sup>	2012	2013	2014	2015	2T16	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Paulista	7,48	7,14	6,93	7,76	<b>8,35</b>	<b>7,92</b>	5,37	4,73	4,89	4,89	<b>5,14</b>	<b>7,06</b>
CPFL Piratininga	5,66	7,44	6,98	7,24	<b>7,03</b>	<b>7,35</b>	4,24	4,58	4,19	4,31	<b>3,95</b>	<b>6,45</b>
RGE	14,61	17,35	18,77	15,98	<b>15,61</b>	<b>12,92</b>	8,94	9,04	9,14	8,33	<b>7,75</b>	<b>9,97</b>
CPFL Santa Cruz	5,28	6,97	6,74	8,46	<b>7,99</b>	<b>9,44</b>	5,83	6,82	5,29	6,34	<b>5,16</b>	<b>9,08</b>
CPFL Jaguari	4,49	5,92	5,41	6,93	<b>6,47</b>	<b>8,00</b>	4,66	5,43	4,32	4,61	<b>4,40</b>	<b>8,00</b>
CPFL Mococa	5,83	4,86	6,88	7,04	<b>6,49</b>	<b>10,19</b>	5,69	4,93	7,31	5,92	<b>5,22</b>	<b>8,79</b>
CPFL Leste Paulista	8,26	7,58	8,48	7,92	<b>7,39</b>	<b>9,79</b>	6,57	6,33	6,30	5,67	<b>5,04</b>	<b>8,49</b>
CPFL Sul Paulista	10,80	9,08	9,69	11,51	<b>15,99</b>	<b>10,46</b>	9,01	6,71	7,03	9,47	<b>12,43</b>	<b>8,73</b>

1) Limite ANEEL 2016



### 10.1.5.2) Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	3T15	4T15	1T16	2T16	ANEEL <sup>2</sup>	3T15	4T15	1T16	2T16	ANEEL <sup>2</sup>	3T15	4T15	1T16	2T16	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Paulista	6,43%	6,57%	6,61%	6,77%	<b>6,32%</b>	2,15%	2,09%	2,66%	2,59%	<b>1,98%</b>	8,59%	8,66%	9,27%	9,36%	<b>8,30%</b>
CPFL Piratininga	4,52%	4,52%	4,48%	4,52%	<b>5,52%</b>	2,38%	2,40%	2,86%	2,87%	<b>1,43%</b>	6,89%	6,92%	7,34%	7,38%	<b>6,95%</b>
RGE	7,81%	7,70%	7,61%	7,50%	<b>7,28%</b>	1,70%	1,63%	2,01%	2,66%	<b>1,87%</b>	9,51%	9,33%	9,61%	10,16%	<b>9,15%</b>
CPFL Santa Cruz	8,00%	8,34%	8,72%	8,79%	<b>7,76%</b>	1,08%	0,47%	0,79%	0,81%	<b>0,52%</b>	9,08%	8,81%	9,51%	9,60%	<b>8,28%</b>
CPFL Jaguari	3,56%	3,48%	3,43%	3,36%	<b>4,28%</b>	0,68%	0,90%	1,31%	1,83%	<b>0,40%</b>	4,24%	4,37%	4,73%	5,19%	<b>4,67%</b>
CPFL Mococa	7,61%	7,69%	7,79%	7,75%	<b>8,17%</b>	1,95%	1,90%	2,56%	2,62%	<b>0,57%</b>	9,56%	9,58%	10,35%	10,36%	<b>8,74%</b>
CPFL Leste Paulista	8,49%	8,64%	8,48%	8,51%	<b>7,81%</b>	2,94%	3,13%	3,76%	2,94%	<b>1,15%</b>	11,43%	11,76%	12,23%	11,44%	<b>8,96%</b>
CPFL Sul Paulista	7,29%	7,42%	7,66%	7,83%	<b>5,94%</b>	0,32%	0,22%	0,91%	1,24%	<b>0,20%</b>	7,61%	7,64%	8,57%	9,07%	<b>6,15%</b>

1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga e RGE, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta.

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

No 2T16, o índice de perdas consolidado da CPFL Energia apresentou elevação de **8,84%** para **9,01%** um aumento de 0,17 p.p.. Essa elevação deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- Impacto do consumo não faturado, principalmente em função do efeito do ano bissexto (1 dia a mais na carga), ainda não compensado totalmente no calendário de faturamento, somado à temperatura mais elevada que ocorreu no mês de abril;
- Alteração no *mix* de mercado, com maior participação dos clientes ligados em baixa tensão, onde o nível de perdas é mais elevado, se comparado aos clientes ligados em alta tensão;
- Aumento da energia de inversões (energia gerada em pequenas usinas e conduzidas para a rede básica), principalmente na área de concessão da CPFL Paulista, que impactam negativamente as perdas técnicas;
- A deterioração do cenário macroeconômico, que elevou o número de cortes que as distribuidoras têm executado por falta de pagamento, aumentou a quantidade de energia furtada da rede, o que impacta negativamente às perdas não-técnicas.

No acumulado do ano, a CPFL Energia aplicou **R\$ 17,2 milhões** em programas de combate às perdas. Do total de recursos, **R\$ 1,6 milhão** foi para investimentos operacionais (substituição de medidores) e **R\$ 15,6 milhões** para despesas gerenciáveis (combate às fraudes e furtos de energia), que totalizam **151,1 mil** inspeções.

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT <sup>1</sup>	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	3T15	4T15	1T16	2T16	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Paulista	5,06%	4,89%	6,24%	6,04%	<b>4,61%</b>
CPFL Piratininga	6,50%	6,51%	7,81%	7,79%	<b>3,90%</b>
RGE	4,20%	4,00%	4,93%	6,53%	<b>4,41%</b>
CPFL Santa Cruz	2,10%	0,91%	1,53%	1,57%	<b>0,98%</b>
CPFL Jaguari	2,71%	3,60%	5,31%	7,50%	<b>1,60%</b>
CPFL Mococa	3,37%	3,29%	4,49%	4,61%	<b>0,98%</b>
CPFL Leste Paulista	5,14%	5,49%	6,67%	5,19%	<b>1,96%</b>
CPFL Sul Paulista	0,85%	0,57%	2,23%	2,91%	<b>0,51%</b>

1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga e RGE, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta.

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

## 10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>650</b>	<b>594</b>	<b>9,5%</b>	<b>1.233</b>	<b>1.165</b>	<b>5,9%</b>
Receita Operacional Líquida	577	528	9,3%	1.095	1.031	6,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>51</b>	<b>54</b>	<b>-6,0%</b>	<b>85</b>	<b>88</b>	<b>-4,0%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>-13,0%</b>	<b>56</b>	<b>69</b>	<b>-19,3%</b>

Nota:

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

### Receita Operacional

No 2T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 650 milhões, representando um aumento de 9,5% (R\$ 57 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 577 milhões, representando um aumento de 9,3% (R\$ 49 milhões).

### EBITDA

No 2T16, o EBITDA foi de R\$ 51 milhões, comparado a R\$ 54 milhões no 2T15, uma queda de 6,0%.

### Lucro Líquido

No 2T16, o lucro líquido foi de R\$ 35 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 40 milhões no 2T15.

## 10.3) Segmento de Geração Convencional

### 10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>271</b>	<b>261</b>	<b>4,0%</b>	<b>532</b>	<b>515</b>	<b>3,2%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>247</b>	<b>238</b>	<b>3,4%</b>	<b>483</b>	<b>471</b>	<b>2,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(21)	(52)	-59,0%	(47)	(100)	-53,2%
Custos e Despesas Operacionais	(58)	(53)	8,8%	(114)	(103)	10,2%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>267</b>	<b>230</b>	<b>16,1%</b>	<b>516</b>	<b>413</b>	<b>24,8%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>122</b>	<b>83</b>	<b>46,2%</b>	<b>232</b>	<b>122</b>	<b>90,4%</b>

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Gerencial <sup>(1)</sup> (Pro-forma - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	499	536	-6,9%	991	1.074	-7,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>454</b>	<b>488</b>	<b>-6,9%</b>	<b>902</b>	<b>977</b>	<b>-7,7%</b>
Custo com Energia Elétrica	(33)	(84)	-61,2%	(67)	(178)	-62,2%
Custos e Despesas Operacionais	(139)	(163)	-15,0%	(272)	(361)	-24,6%
Resultado do Serviço	283	241	17,5%	563	439	28,3%
<b>EBITDA</b>	<b>340</b>	<b>300</b>	<b>13,5%</b>	<b>677</b>	<b>557</b>	<b>21,5%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>340</b>	<b>362</b>	<b>-6,0%</b>	<b>669</b>	<b>682</b>	<b>-1,8%</b>
Resultado Financeiro	(119)	(145)	-18,0%	(249)	(287)	-13,2%
Lucro Antes da Tributação	164	96	71,1%	313	151	107,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>113</b>	<b>73</b>	<b>54,3%</b>	<b>212</b>	<b>107</b>	<b>98,4%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>113</b>	<b>114</b>	<b>-1,0%</b>	<b>207</b>	<b>189</b>	<b>9,6%</b>

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);

(2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido.

## Receita Operacional

No 2T16, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 499 milhões, uma redução de 6,9% (R\$ 37 milhões).

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

- (i) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 67 milhões, refletindo o menor despacho térmico na comparação com o mesmo período do ano anterior e o menor custo de aquisição de óleo combustível;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Incremento de receita decorrente dos reajustes de preços dos contratos de venda dos projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Semesa, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração) (R\$ 30 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 454 milhões, registrando uma redução de 6,9% (R\$ 33 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

No 2T16, o custo com energia elétrica, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, foi de R\$ 33 milhões, uma redução de 61,2% (R\$ 51 milhões), devida principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 83,2% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 53 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - ✓ Redução de R\$ 115 milhões em custos com GSF, passando de R\$ 122 milhões no 2T15 para R\$ 7 milhões no 2T16. Em 2015, antes da repactuação do risco hidrológico, o GSF era considerado **efeito não recorrente**. Após a repactuação do GSF no 4T15, a companhia passou a considerar o GSF como efeito recorrente, assim como passou a considerar os ganhos de sazonalização de 2015 como **efeito não-recorrente**, já que os efeitos de sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF. A despesa remanescente de GSF refere-se à parcela dos contratos do ACL que não foram repactuados;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física (reduzidor de custo), de R\$ 60 milhões no 2T15 - **efeito não recorrente**;
- ✓ Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 9,6% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 2 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiram R\$ 139 milhões no 2T16, comparados a R\$ 163 milhões no 2T15, uma redução de 15,5% (R\$ 24 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 81 milhões no 2T16, comparado a R\$ 104 milhões no 2T15, registrando uma redução de 22,1% (R\$ 23 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões)				
	2T16	2T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(10,2)	(8,2)	(2,0)	24,2%
Material	(0,6)	(0,5)	(0,1)	11,6%
Serviços de Terceiros	(5,2)	(4,3)	(0,9)	20,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11,2)	(8,3)	(2,9)	35,6%
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(27,2)</b>	<b>(21,3)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>27,6%</b>
<b>Consolidação Proporcional</b>				
Pessoal	(3,3)	(2,7)	(0,6)	23,0%
Material	(33,1)	(66,5)	33,4	-50,3%
Serviços de Terceiros	(4,1)	(5,6)	1,5	-27,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11,2)	(8,0)	(3,2)	39,8%
<b>Total Consolidação Proporcional - (B)</b>	<b>(51,6)</b>	<b>(82,8)</b>	<b>31,2</b>	<b>-37,6%</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(13,5)	(10,9)	(2,6)	23,9%
Material	(33,7)	(67,0)	33,4	-49,8%
Serviços de Terceiros	(9,3)	(9,9)	0,6	-6,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(24,7)	(16,3)	(8,4)	51,9%
Prêmio de Risco do GSF	(7,7)	-	(7,7)	-
Outros	(17,0)	(16,3)	(0,7)	4,3%
<b>Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(81,1)</b>	<b>(104,1)</b>	<b>23,0</b>	<b>-22,1%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 49,8% em Material (R\$ 33 milhões), devido principalmente a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 36 milhões no segmento de Geração Convencional. O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 426,75/MWh para R\$ 272,36/MWh na comparação dos trimestres.
- ✓ Redução de 6,4% em Serviços de Terceiros (R\$ 1 milhão)
- ✓ Parcialmente compensado por:
- ✓ Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 23,9% (R\$ 3 milhões) e

- ✓ Aumento de 51,9% em Outros Custos/Despesas (R\$ 8 milhões) devido principalmente ao pagamento do prêmio de risco do GSF (R\$ 8 milhões)
- (ii) Redução de 39,1% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 2 milhões)

## EBITDA

No 2T16, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 340 milhões, comparado a R\$ 300 milhões no 2T15, um aumento de 13,5% (R\$ 41 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 340 milhões no 2T16, comparado a R\$ 362 milhões no 2T15, uma redução de 6,0% (R\$ 22 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	2T16	2T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>267</b>	<b>230</b>	<b>16,1%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>5,1%</b>
<b>EBITDA - Consolidação proporcional</b>	<b>340</b>	<b>300</b>	<b>13,5%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>62</b>	
GSF ( <i>Generation Scaling Factor</i> )	-	122	
Efeito de Sazonalização	-	(60)	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C)</b>	<b>340</b>	<b>362</b>	<b>-6,0%</b>

## Resultado Financeiro

No 2T16, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 119 milhões, representando uma queda de 18,0% (R\$ 26 milhões).

As Receitas Financeiras passaram de R\$ 19 milhões no 2T15 para R\$ 60 milhões no 2T16 (aumento de 222,3% ou R\$ 41 milhões) devido a:

- ✓ Aumento nas **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 35 milhões), devido ao ganho de R\$ 32 milhões com derivativo *zero-cost collar*<sup>6</sup>;
- ✓ Aumento de 66,1% nas **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 10 milhões), devido aos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;

Parcialmente compensado por:

<sup>6</sup> Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

- ✓ Redução de R\$ 4 milhões em outros efeitos.

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 163 milhões no 2T15 para R\$ 178 milhões no 2T16 (aumento de 9,3% ou R\$ 15 milhões), devido a:

- ✓ Aumento de 6,3% em **encargos de dívidas** (R\$ 8 milhões);
- ✓ Aumento de 54,7% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 4 milhões); e
- ✓ Aumento de R\$ 4 milhões em outros efeitos.

## Lucro Líquido

No 2T16, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 113 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 73 milhões no 2T15.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 113 milhões no 2T16, comparado ao lucro de R\$ 114 milhões no 2T15, uma redução de 1,0% (R\$ 1 milhão).

### Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)

	2T16	2T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>122</b>	<b>83</b>	<b>46,2%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(9)</b>	<b>(10)</b>	<b>-12,6%</b>
<b>Lucro Líquido - Consolidação proporcional</b>	<b>113</b>	<b>73</b>	<b>54,3%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>41</b>	
GSF (Generation Scaling Factor)	-	80	
Efeito de Sazonalização	-	(39)	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)</b>	<b>113</b>	<b>114</b>	<b>-1,0%</b>

## 10.4) CPFL Renováveis

### 10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Milhões)						
	2T16	2T15	Var. %	1S16	1S15	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>381</b>	<b>314</b>	<b>21,0%</b>	<b>676</b>	<b>704</b>	<b>-4,0%</b>
Receita Operacional Líquida	360	296	21,8%	639	660	-3,2%
Custo com Energia Elétrica	(78)	(65)	19,9%	(111)	(187)	-40,5%
Custos e Despesas Operacionais	(206)	(207)	-0,4%	(417)	(401)	4,2%
Resultado do Serviço	76	24	223,3%	110	73	51,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>211</b>	<b>156</b>	<b>35,3%</b>	<b>379</b>	<b>334</b>	<b>13,6%</b>
Resultado Financeiro	(128)	(112)	14,3%	(261)	(219)	19,4%
Lucro antes da Tributação	(52)	(89)	-41,2%	(151)	(146)	3,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>(62)</b>	<b>(93)</b>	<b>-33,7%</b>	<b>(168)</b>	<b>(158)</b>	<b>6,2%</b>

Nota:

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

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Milhões) <sup>1</sup>						
	2T16	2T15	Var. %	1S16	1S15	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>197</b>	<b>168</b>	<b>17,5%</b>	<b>350</b>	<b>375</b>	<b>-6,7%</b>
Receita Operacional Líquida	186	158	18,3%	331	352	-5,9%
Custo com Energia Elétrica	(40)	(39)	3,4%	(57)	(107)	-47,0%
Custos e Despesas Operacionais	(107)	(107)	0,3%	(215)	(207)	4,2%
Resultado do Serviço	39	12	223,3%	59	38	55,9%
<b>EBITDA</b>	<b>109</b>	<b>80</b>	<b>35,3%</b>	<b>195</b>	<b>172</b>	<b>13,6%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>109</b>	<b>102</b>	<b>6,8%</b>	<b>195</b>	<b>222</b>	<b>-11,8%</b>
Resultado Financeiro	(66)	(58)	14,3%	(135)	(113)	19,4%
Lucro antes da Tributação	(27)	(46)	-41,2%	(76)	(75)	1,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(32)</b>	<b>(48)</b>	<b>-33,7%</b>	<b>(85)</b>	<b>(81)</b>	<b>4,3%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>(32)</b>	<b>(27)</b>	<b>19,8%</b>	<b>(85)</b>	<b>(32)</b>	<b>166,5%</b>

Notas:

(1) Considera:

- Consolidação Proporcional da CPFL Renováveis (51,61%);
- Reclassifica os efeitos do GSF da Receita para a linha "Custo com Energia Elétrica";
- Reclassifica o seguro do GSF contabilizado na Receita e no Custo para Outros na linha "PMSO".

(2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido.

### Variações no DRE da CPFL Renováveis

Ao longo do 2T16 ocorreu a entrada em operação da **PCH Mata Velha** em maio de 2016 (24,0 MW), da operação comercial do **parque eólico Campo dos Ventos III** em junho de 2016 (25,4 MW), além da entrada em operação comercial parcial de unidades geradoras dos parques eólicos de **Campo dos Ventos I** e **Campo dos Ventos V** (29,4 MW).

### Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 197 milhões no 2T16, representando um aumento de 17,5% (R\$ 29 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Maior volume de energia gerada nas eólicas devido à maior velocidade dos ventos no 2T16 (R\$ 14 milhões);



- (ii) Maior geração em Bio Pedra no 2T16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (R\$ 5 milhões);
- (iii) Recebimento de indenização de fornecedor de O&M devido à menor disponibilidade das máquinas dos complexos eólicos SIIF, Bons Ventos, Rosa dos Ventos e Atlântica, conforme estabelecido em contrato (R\$ 4 milhões);
- (iv) Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em maio de 2016 (R\$ 3 milhões);
- (v) Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física no 2T15, que não se repetiu no 2T16 (R\$ 2 milhões) – **efeito não recorrente**;
- (vi) Entrada em operação comercial do parque eólico Campo dos Ventos III e da receita oriunda da operação comercial parcial de unidades geradoras dos parques eólicos de Campo dos Ventos I e Campo dos Ventos V (R\$ 1 milhão);

A Receita Operacional Líquida foi de R\$ 186 milhões, representando um aumento de 18,3% (R\$ 28 milhões).

### Custo com Energia Elétrica

No 2T16, o Custo com Energia Elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 40 milhões, representando um aumento de 3,4% (R\$ 1 milhão). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) Renegociação da entrada em operação dos complexos Campo dos Ventos e São Benedito, gerando uma indenização no valor de R\$ 14 milhões no 2T16;
- (ii) Pagamento de indenização devida no valor de R\$ 6 milhões no 2T16 para atender a apuração anual e quadrienal dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara e Morro dos Ventos. Cabe ressaltar que é um fato atípico, uma vez que esses parques ficaram por 1 ano e 8 meses sem terem geração efetiva em função do atraso das linhas de transmissão e o período de geração foi impactado por eventos climatológicos, como o *El Niño*, que causaram a redução da velocidade dos ventos na região onde se localizam esses parques;
- (iii) Outros efeitos (R\$ 3 milhões).  
Parcialmente compensado por:
- (iv) Menor impacto do GSF, que foi de R\$ 19 milhões no 2T15 - **efeito não recorrente**, e de R\$ 1 milhão no 2T16 (variação de R\$ 18 milhões). Após a repactuação do GSF no 4T15, a companhia passou a considerar o GSF como efeito recorrente, assim como passou a considerar os ganhos de sazonalização de 2015 como efeito não-recorrente, já que os efeitos de sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF. A despesa remanescente de GSF refere-se à parcela dos contratos do ACL que não foram repactuados; e
- (v) Compra de energia no 2T15 relacionada ao atendimento de contratos de biomassa, que não ocorreu no 2T16 (R\$ 3 milhões).
- (vi) Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física no 2T15, que não se repetiu no 2T16 (R\$ 1 milhão) – **efeito não recorrente**;

### Custos e Despesas Operacionais

No 2T16, os **Custos e Despesas Operacionais** (considerando a participação proporcional) atingiram **R\$ 107 milhões**, permanecendo praticamente estável em relação ao mesmo trimestre



do ano passado. Os principais fatores foram:

- (i) **PMSO**, que atingiu R\$ 38 milhões, uma redução de 2,5% (R\$ 1 milhão). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

Ajustes Gerenciais no PMSO, para fins de comparação (R\$ Milhões)				
	2T16	2T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(20,9)	(16,7)	(4,2)	25,0%
Material	(1,1)	(5,2)	4,1	-78,1%
Serviços de Terceiros	(37,4)	(36,2)	(1,2)	3,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11,9)	(16,6)	4,7	-28,2%
<b>Total PMSO Reportado (IFRS)</b>	<b>(71,3)</b>	<b>(74,8)</b>	<b>3,5</b>	<b>-4,6%</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(10,8)	(8,6)	(2,2)	25,0%
Material	(0,6)	(2,7)	2,1	-78,1%
Serviços de Terceiros	(19,3)	(18,7)	(0,6)	3,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7,0)	(2,9)	(4,1)	139,7%
Prêmio do Risco do GSF	(1,6)	-	(1,6)	-
Outros	(5,4)	(2,9)	(2,5)	84,6%
<b>Total PMSO Gerencial</b>	<b>(37,7)</b>	<b>(32,9)</b>	<b>(4,7)</b>	<b>14,3%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- ✓ Pessoal: Aumento de 25,0% (R\$ 2 milhões), principalmente por conta de maiores despesas referentes ao acordo coletivo, a partir setembro de 2015, e ao maior número de funcionários (de 367 no 2T15 para 410 no 2T16);
  - ✓ Material/Serviços: Redução de 7,1% (R\$ 2 milhões) devido às menores despesas com serviços de terceiros em função dos programas ambientais relacionados aos projetos em estudo e menores despesas com honorários advocatícios;
  - ✓ Outros: Relacionado principalmente ao pagamento do prêmio de risco da repactuação do GSF<sup>7</sup> no 2T16 (R\$ 2 milhões), fato que não ocorreu no 2T15, além de outros efeitos (R\$ 2 milhões).
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 70 milhões, um aumento de 1,9% (R\$ 2 milhões), devido principalmente à entrada em operação da PCH Mata Velha, do parque eólico Campo dos Ventos III e da entrada em operação comercial parcial das unidades geradores dos parques eólicos de Campo dos Ventos I e Campo dos Ventos V.

1) A amortização do prêmio pela repactuação do risco hidrológico é contabilizada na receita e no custo com energia elétrica. Em nossa análise gerencial, estes montantes são reclassificados para a linha "Outros" em custos operacionais.

## EBITDA

No 2T16, o **EBITDA (considerando a consolidação proporcional)** foi de R\$ 109 milhões, comparado a R\$ 80 milhões no 2T15, um aumento de 35,3% (R\$ 29 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 109 milhões no 2T16, comparado a R\$ 102 milhões no 2T15, um aumento de 6,8% (R\$ 7 milhões).

<sup>7</sup> A amortização do prêmio pela repactuação do risco hidrológico é contabilizada na receita e no custo com energia elétrica. Em nossa análise gerencial, estes montantes são reclassificados para a linha "Outros" em custos operacionais.

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var. (%)
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>211</b>	<b>156</b>	<b>35,3%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(102)</b>	<b>(75)</b>	<b>35,3%</b>
<b>EBITDA - Consolidação Proporcional (C=A+B)</b>	<b>109</b>	<b>80</b>	<b>35,3%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (D)</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>-</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	-	19	-
Efeito de Sazonalização das PCHs	-	(3)	-
Sinistro de Bio Pedra	-	6	-
<b>EBITDA Gerencial (E=C-D)</b>	<b>109</b>	<b>102</b>	<b>6,8%</b>

## Resultado Financeiro

Considerando a participação proporcional, no 2T16 o Resultado Financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 66 milhões, representando um aumento de 14,3% (R\$ 8 milhões) em relação ao 2T15.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira foram:

- (i) Elevação dos rendimentos das aplicações relacionadas às novas captações; e
- (ii) Elevação das taxas de referência dos contratos financeiros
  - a. CDI médio de 13,1% a.a. no 2T15 para 14,1% a.a. no 2T16 e;
  - b. TJLP de 6,0% a.a. no 2T15 para 7,5% a.a. no 2T16;

Já os principais fatores que afetaram a despesa financeira foram:

- (i) Elevação dos encargos de dívida e atualização monetária referente às novas captações;
- (ii) Elevação das taxas de referência dos contratos financeiros (CDI e TJLP)
- (iii) Entrada em operação comercial de projetos antes em construção, findando a capitalização dos custos dos financiamentos.

## Lucro Líquido

No 2T16, o **Prejuízo Líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 32 milhões, comparado a R\$ 48 milhões no 2T15, uma redução de 33,7% (R\$ 16 milhões). Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** foi de R\$ 32 milhões no 2T16, comparado a R\$ 27 milhões no 2T15, um aumento de 19,8% (R\$ 5 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido <sup>1</sup> - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	2T16	2T15	Var. (%)
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>(62)</b>	<b>(93)</b>	<b>-33,7%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>30</b>	<b>45</b>	<b>-33,7%</b>
<b>Lucro Líquido - Consolidação Proporcional (C=A+B)</b>	<b>(32)</b>	<b>(48)</b>	<b>-33,7%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes<sup>1</sup> (D)</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>-</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	-	19	-
Efeito de Sazonalização das PCHs	-	(3)	-
Sinistro de Bio Pedra	-	6	-
<b>Lucro Líquido Gerencial (E=C-D)</b>	<b>(32)</b>	<b>(27)</b>	<b>19,8%</b>

1) Como a CPFL Renováveis adota em seu planejamento tributário a metodologia de lucro presumido, os valores listados dos efeitos não-recorrentes são os mesmos utilizados no cálculo do EBITDA gerencial.

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

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.849 MW de capacidade instalada em operação e 280 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (423 MW), 37 parques eólicos (1.105 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 9 parques eólicos (204 MW) e 1 PCH (27 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.986 MW, perfazendo um portfólio total de 5.115 MW.

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

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	Total
Em operação	423	1.105	370	1	<b>1.899</b>
Em construção	27	204	-	-	<b>230</b>
Em desenvolvimento	216	2.226	-	544	<b>2.986</b>
<b>Total</b>	<b>666</b>	<b>3.535</b>	<b>370</b>	<b>545</b>	<b>5.115</b>

### PCH Mata Velha

A ANEEL autorizou a entrada em operação comercial, em 09 de maio de 2016, da PCH Mata Velha, cuja entrada em operação estava inicialmente prevista para o 1S17. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova (leilão A-5), realizado em agosto de 2013 (preço: R\$ 162,42/MWh – junho de 2016). Com a antecipação da obra, a energia gerada por este parque será vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2013, que passa a vigorar a partir de janeiro de 2018.

### Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os parques eólicos do Complexo Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção. Os primeiros aerogeradores entraram em operação comercial em maio de 2016 e o término das obras está previsto para dezembro de 2016. A potência instalada é de 231,0 MW e a energia contratada é de 125,2 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre.

Até junho/16, doze aerogeradores entraram em operação comercial.

### Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os parques eólicos do Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no estado do Ceará, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1S18. A potência instalada é de 48,3 MW e a garantia física é de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão A-5 de 2013. (preço: R\$ 138,39/MWh – junho de 2016).

## 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 potência instalada será de 26,5 MW e a garantia física de 14,8 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015. (preço: R\$ 228,67/MWh – junho de 2016).

## 11) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2015
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5.464.783	5.682.802	3.703.730
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.444.243	3.174.918	3.407.145
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	13.424	91.392	40.442
Títulos e Valores Mobiliários	22.183	23.633	32.172
Tributos a Compensar	517.302	475.211	311.407
Derivativos	560.057	627.493	94.535
Ativo Financeiro Setorial	645.648	1.464.019	772.283
Ativo Financeiro da Concessão	9.846	9.630	585.312
Outros Créditos	625.097	959.553	1.226.187
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>11.302.583</b>	<b>12.508.652</b>	<b>10.173.213</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	131.118	128.946	110.491
Coligadas, Controladas e Controladora	44.532	84.265	106.417
Depósitos Judiciais	495.527	1.227.527	1.183.664
Tributos a Compensar	160.071	167.159	145.725
Ativo Financeiro Setorial	-	489.945	865.498
Derivativos	686.282	1.651.260	1.099.213
Créditos Fiscais Diferidos	495.045	334.886	887.151
Ativo Financeiro da Concessão	4.002.959	3.597.474	3.141.307
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	657.087	594.519	504.367
Investimentos	1.384.239	1.247.631	1.173.087
Imobilizado	9.453.342	9.173.217	8.929.185
Intangível	9.020.793	9.210.338	8.972.845
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>26.647.651</b>	<b>28.023.819</b>	<b>27.235.604</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>37.950.234</b>	<b>40.532.471</b>	<b>37.408.818</b>

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2015
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.688.003	3.161.210	2.267.546
Encargos de Dívidas	89.789	118.267	130.095
Encargos de Debêntures	228.398	232.227	219.225
Empréstimos e Financiamentos	2.180.986	2.831.654	1.724.142
Debêntures	787.842	458.165	230.136
Entidade de Previdência Privada	4.268	802	91.650
Taxas Regulamentares	319.311	852.017	938.077
Impostos, Taxas e Contribuições	746.067	653.342	639.591
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	222.937	221.855	13.457
Obrigações Estimadas com Pessoal	123.203	79.924	106.641
Derivativos	48.536	981	-
Passivo Financeiro Setorial	42.510	-	-
Uso do Bem Público	9.941	9.457	4.238
Outras Contas a Pagar	850.851	904.971	933.948
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>7.342.643</b>	<b>9.524.873</b>	<b>7.298.746</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	633	633	-
Encargos de Dívidas	155.296	120.659	87.474
Encargos de Debêntures	22.528	16.487	10.710
Empréstimos e Financiamentos	10.947.188	11.592.206	10.955.787
Debêntures	5.622.996	6.363.552	6.719.438
Entidade de Previdência Privada	861.304	474.318	477.336
Débitos Fiscais Diferidos	1.363.006	1.432.594	1.371.666
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	618.034	569.534	578.037
Derivativos	83.031	33.205	16.779
Passivo Financeiro Setorial	473.100	-	-
Uso do Bem Público	86.152	83.124	83.704
Outras Contas a Pagar	190.359	191.148	186.883
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>20.423.625</b>	<b>20.877.460</b>	<b>20.487.813</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	5.741.284	5.348.312	5.348.312
Reservas de Capital	468.082	468.082	468.082
Reserva Legal	694.058	694.058	650.811
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	694.806	585.451	418.884
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	-	392.972	-
Resultado Abrangente Acumulado	(231.958)	185.321	132.705
Lucros Acumulados	436.476	-	221.024
	7.802.748	7.674.196	7.239.819
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.381.218	2.455.942	2.382.440
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>10.183.966</b>	<b>10.130.138</b>	<b>9.622.258</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>37.950.234</b>	<b>40.532.471</b>	<b>37.408.818</b>

### 11.3 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	2T16	2T15	Variação	1S16	1S15	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.844.986	5.945.120	-1,7%	12.308.064	11.211.844	9,8%
Suprimento de Energia Elétrica	639.961	1.062.761	-39,8%	1.388.217	1.919.223	-27,7%
Receita com construção de infraestrutura	274.716	284.912	-3,6%	491.850	515.720	-4,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	(461.979)	895.571	-151,6%	(1.194.232)	1.584.155	-175,4%
Outras Receitas Operacionais	864.071	864.647	-0,1%	1.666.123	1.457.947	14,3%
	<b>7.161.755</b>	<b>9.053.011</b>	<b>-20,9%</b>	<b>14.660.022</b>	<b>16.688.888</b>	<b>-12,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(2.745.673)	(3.890.462)	-29,4%	(5.994.551)	(6.236.271)	-3,9%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.416.082</b>	<b>5.162.549</b>	<b>-14,5%</b>	<b>8.665.472</b>	<b>10.452.617</b>	<b>-17,1%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.313.621)	(3.311.561)	-30,1%	(4.479.553)	(6.515.492)	-31,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(350.926)	(300.127)	16,9%	(713.014)	(694.047)	2,7%
	<b>(2.664.546)</b>	<b>(3.611.688)</b>	<b>-26,2%</b>	<b>(5.192.567)</b>	<b>(7.209.539)</b>	<b>-28,0%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(267.200)	(236.425)	13,0%	(512.167)	(461.458)	11,0%
Material	(39.271)	(34.946)	12,4%	(79.056)	(67.126)	17,8%
Serviços de Terceiros	(157.568)	(134.154)	17,5%	(306.789)	(270.019)	13,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(166.217)	(216.515)	-23,2%	(338.902)	(314.343)	7,8%
<i>PDD</i>	<i>(49.814)</i>	<i>(41.188)</i>	<i>20,9%</i>	<i>(95.865)</i>	<i>(62.466)</i>	<i>53,5%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(49.585)</i>	<i>(119.964)</i>	<i>-58,7%</i>	<i>(108.969)</i>	<i>(149.573)</i>	<i>-27,1%</i>
<i>Outros</i>	<i>(66.818)</i>	<i>(55.364)</i>	<i>20,7%</i>	<i>(134.067)</i>	<i>(102.304)</i>	<i>31,0%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(274.491)	(284.540)	-3,5%	(491.527)	(514.718)	-4,5%
Entidade de Previdência Privada	(13.913)	(16.344)	-14,9%	(27.825)	(32.689)	-14,9%
Depreciação e Amortização	(250.014)	(240.375)	4,0%	(496.095)	(469.607)	5,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(62.020)	(83.992)	-26,2%	(123.907)	(168.693)	-26,5%
	<b>(1.230.694)</b>	<b>(1.247.292)</b>	<b>-1,3%</b>	<b>(2.376.266)</b>	<b>(2.298.654)</b>	<b>3,4%</b>
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>901.659</b>	<b>692.477</b>	<b>30,2%</b>	<b>1.849.047</b>	<b>1.664.673</b>	<b>11,1%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>520.842</b>	<b>303.569</b>	<b>71,6%</b>	<b>1.096.638</b>	<b>944.423</b>	<b>16,1%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	401.522	329.493	21,9%	806.370	616.567	30,8%
Despesas	(600.837)	(516.251)	16,4%	(1.237.333)	(1.170.054)	5,8%
	<b>(199.315)</b>	<b>(186.758)</b>	<b>6,7%</b>	<b>(430.963)</b>	<b>(553.487)</b>	<b>-22,1%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	68.783	64.541	6,6%	132.408	81.949	61,6%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(284)	-49,0%	(290)	(568)	-49,0%
	<b>68.638</b>	<b>64.257</b>	<b>6,8%</b>	<b>132.118</b>	<b>81.381</b>	<b>62,3%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>390.164</b>	<b>181.068</b>	<b>115,5%</b>	<b>797.793</b>	<b>472.318</b>	<b>68,9%</b>
Contribuição Social	(42.502)	(23.172)	83,4%	(89.668)	(64.635)	38,7%
Imposto de Renda	(107.528)	(67.656)	58,9%	(235.544)	(175.133)	34,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>240.135</b>	<b>90.240</b>	<b>166,1%</b>	<b>472.581</b>	<b>232.550</b>	<b>103,2%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>259.811</i>	<i>124.180</i>	<i>109,2%</i>	<i>531.160</i>	<i>293.150</i>	<i>81,2%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(19.676)</i>	<i>(33.940)</i>	<i>-42,0%</i>	<i>(58.578)</i>	<i>(60.600)</i>	<i>-3,3%</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) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial <sup>1</sup>						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.834.207	5.945.120	-1,9%	12.286.059	11.211.844	9,6%
Suprimento de Energia Elétrica	558.247	1.007.453	-44,6%	1.265.810	1.801.989	-29,8%
Receita com construção de infraestrutura	274.716	284.912	-3,6%	491.850	515.720	-4,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	(433.654)	908.721	-147,7%	(1.163.167)	1.518.715	-176,6%
Outras Receitas Operacionais	872.640	864.285	1,0%	1.676.069	1.455.832	15,1%
	<b>7.106.155</b>	<b>9.010.491</b>	<b>-21,1%</b>	<b>14.556.621</b>	<b>16.504.099</b>	<b>-11,8%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(2.742.582)</b>	<b>(3.892.037)</b>	<b>-29,5%</b>	<b>(5.990.550)</b>	<b>(6.200.502)</b>	<b>-3,4%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.363.573</b>	<b>5.118.453</b>	<b>-14,7%</b>	<b>8.566.071</b>	<b>10.303.597</b>	<b>-16,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.164.705)	(3.064.431)	-29,4%	(4.195.772)	(6.021.036)	-30,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(357.301)	(305.965)	16,8%	(726.520)	(705.779)	2,9%
	<b>(2.522.006)</b>	<b>(3.370.395)</b>	<b>-25,2%</b>	<b>(4.922.292)</b>	<b>(6.726.815)</b>	<b>-26,8%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(260.382)	(231.015)	12,7%	(498.757)	(450.710)	10,7%
Material	(71.796)	(98.909)	-27,4%	(141.880)	(230.966)	-38,6%
Serviços de Terceiros	(144.196)	(122.611)	17,6%	(280.593)	(249.952)	12,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(175.366)	(161.121)	8,8%	(352.693)	(261.696)	34,8%
<i>PDD</i>	<i>(49.718)</i>	<i>(41.193)</i>	<i>20,7%</i>	<i>(95.693)</i>	<i>(62.487)</i>	<i>53,1%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(49.035)</i>	<i>(75.563)</i>	<i>-35,1%</i>	<i>(104.997)</i>	<i>(102.309)</i>	<i>2,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>(76.612)</i>	<i>(44.364)</i>	<i>72,7%</i>	<i>(152.003)</i>	<i>(96.900)</i>	<i>56,9%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(274.491)	(284.540)	-3,5%	(491.527)	(514.718)	-4,5%
Entidade de Previdência Privada	(13.913)	(16.344)	-14,9%	(27.825)	(32.689)	-14,9%
Depreciação e Amortização	(229.542)	(223.488)	2,7%	(456.051)	(439.048)	3,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(43.810)	(63.691)	-31,2%	(87.551)	(127.686)	-31,4%
	<b>(1.213.495)</b>	<b>(1.201.720)</b>	<b>1,0%</b>	<b>(2.336.876)</b>	<b>(2.307.465)</b>	<b>1,3%</b>
<b>EBITDA GERENCIAL<sup>2</sup></b>	<b>901.423</b>	<b>833.518</b>	<b>8,1%</b>	<b>1.850.504</b>	<b>1.836.051</b>	<b>0,8%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>628.071</b>	<b>546.338</b>	<b>15,0%</b>	<b>1.306.903</b>	<b>1.269.317</b>	<b>3,0%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	391.757	301.619	29,9%	789.923	575.806	37,2%
Despesas	(589.459)	(488.081)	20,8%	(1.204.500)	(1.046.557)	15,1%
	<b>(197.702)</b>	<b>(186.462)</b>	<b>6,0%</b>	<b>(414.577)</b>	<b>(470.751)</b>	<b>-11,9%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>430.369</b>	<b>359.877</b>	<b>19,6%</b>	<b>892.326</b>	<b>798.566</b>	<b>11,7%</b>
Contribuição Social	(48.116)	(37.640)	27,8%	(100.219)	(88.624)	13,1%
Imposto de Renda	(121.115)	(101.730)	19,1%	(263.687)	(238.905)	10,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO GERENCIAL</b>	<b>261.139</b>	<b>220.507</b>	<b>18,4%</b>	<b>528.420</b>	<b>471.037</b>	<b>12,2%</b>

Notas:

(1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e excluem os efeitos não recorrentes;

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



## 11.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T16	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>4.405.794</b>	<b>3.703.730</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	390.164	1.779.929
Depreciação e Amortização	312.034	1.261.604
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	460.904	1.465.935
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	237.595	(215.479)
Ativo Financeiro Setorial	414.850	1.392.561
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	413.135	593.063
Fornecedores	(185.991)	(578.910)
Passivo Financeiro Setorial	154.811	275.427
Contas a Pagar - CDE	(4.341)	(62.056)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(354.991)	(1.632.572)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(270.786)	(451.173)
Outros	(304.020)	172.196
	873.200	2.220.596
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>1.263.364</b>	<b>4.000.525</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(503.839)	(1.664.712)
Outros	8.865	(30.388)
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(494.974)</b>	<b>(1.695.100)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	7
Captação de Empréstimos e Debêntures	947.126	2.378.458
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(646.236)	(2.857.227)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(10.291)	(19.768)
Outros	-	(45.842)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>290.599</b>	<b>(544.372)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>1.058.989</b>	<b>1.761.053</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/06/2016</b>	<b>5.464.783</b>	<b>5.464.783</b>

## 11.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	269.935	259.845	3,9%	529.206	512.657	3,2%
Outras Receitas Operacionais	1.432	1.204	19,0%	2.728	2.594	5,2%
	<b>271.367</b>	<b>261.049</b>	<b>4,0%</b>	<b>531.935</b>	<b>515.251</b>	<b>3,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>						
	(24.834)	(22.674)	9,5%	(48.991)	(44.737)	9,5%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>246.532</b>	<b>238.375</b>	<b>3,4%</b>	<b>482.943</b>	<b>470.514</b>	<b>2,6%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(15.433)	(46.705)	-67,0%	(35.248)	(89.989)	-60,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.828)	(5.168)	12,8%	(11.680)	(10.376)	12,6%
	<b>(21.261)</b>	<b>(51.873)</b>	<b>-59,0%</b>	<b>(46.928)</b>	<b>(100.365)</b>	<b>-53,2%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(10.179)	(8.194)	24,2%	(19.201)	(16.133)	19,0%
Material	(606)	(543)	11,6%	(1.453)	(860)	69,0%
Serviços de Terceiros	(5.171)	(4.278)	20,9%	(9.421)	(9.672)	-2,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11.207)	(8.266)	35,6%	(22.122)	(12.118)	82,6%
Entidade de Previdência Privada	(322)	(113)	183,9%	(643)	(227)	183,9%
Depreciação e Amortização	(28.168)	(28.006)	0,6%	(55.829)	(55.991)	-0,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(4.046)	-38,4%	(4.983)	(8.092)	-38,4%
	<b>(58.143)</b>	<b>(53.446)</b>	<b>8,8%</b>	<b>(113.652)</b>	<b>(103.093)</b>	<b>10,2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>266.570</b>	<b>229.649</b>	<b>16,1%</b>	<b>515.584</b>	<b>413.088</b>	<b>24,8%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>167.128</b>	<b>133.056</b>	<b>25,6%</b>	<b>322.364</b>	<b>267.056</b>	<b>20,7%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	51.660	19.624	163,3%	97.249	50.757	91,6%
Despesas	(138.177)	(123.517)	11,9%	(267.761)	(256.929)	4,2%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(86.517)</b>	<b>(103.893)</b>	<b>-16,7%</b>	<b>(170.512)</b>	<b>(206.172)</b>	<b>-17,3%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	68.783	64.541	6,6%	132.408	81.949	61,6%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(284)	-49,0%	(290)	(568)	-49,0%
	<b>68.638</b>	<b>64.257</b>	<b>6,8%</b>	<b>132.118</b>	<b>81.381</b>	<b>62,3%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>149.249</b>	<b>93.421</b>	<b>59,8%</b>	<b>283.969</b>	<b>142.265</b>	<b>99,6%</b>
Contribuição Social	(7.226)	(2.438)	196,3%	(13.831)	(5.334)	159,3%
Imposto de Renda	(20.019)	(7.549)	165,2%	(38.154)	(15.063)	153,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>122.004</b>	<b>83.433</b>	<b>46,2%</b>	<b>231.984</b>	<b>121.869</b>	<b>90,4%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>112.874</i>	<i>72.851</i>	<i>54,9%</i>	<i>211.494</i>	<i>106.559</i>	<i>98,5%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>9.129</i>	<i>10.583</i>	<i>-13,7%</i>	<i>20.490</i>	<i>15.310</i>	<i>33,8%</i>

## 11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	498.264	535.320	-6,9%	989.803	1.072.771	-7,7%
Outras Receitas Operacionais	319	215	48,4%	1.222	1.217	0,4%
	<b>498.583</b>	<b>535.534</b>	<b>-6,9%</b>	<b>991.025</b>	<b>1.073.988</b>	<b>-7,7%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(44.511)	(48.011)	-7,3%	(88.843)	(96.673)	-8,1%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>454.071</b>	<b>487.524</b>	<b>-6,9%</b>	<b>902.181</b>	<b>977.316</b>	<b>-7,7%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(10.692)	(1.710)	525,4%	(31.214)	(13.364)	133,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.842)	(19.920)	9,6%	(43.648)	(40.051)	9,0%
	<b>(32.534)</b>	<b>(21.630)</b>	<b>50,4%</b>	<b>(74.863)</b>	<b>(53.415)</b>	<b>40,2%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(13.463)	(10.863)	23,9%	(25.733)	(21.780)	18,1%
Material	(33.686)	(67.046)	-49,8%	(66.408)	(169.236)	-60,8%
Serviços de Terceiros	(9.262)	(9.896)	-6,4%	(16.571)	(20.279)	-18,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(24.689)	(16.256)	51,9%	(48.726)	(30.875)	57,8%
Entidade de Previdência Privada	(322)	(113)	183,9%	(643)	(227)	183,9%
Depreciação e Amortização	(54.647)	(54.611)	0,1%	(108.947)	(110.004)	-1,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.636)	(4.330)	-39,1%	(5.273)	(8.660)	-39,1%
	<b>(138.704)</b>	<b>(163.114)</b>	<b>-15,0%</b>	<b>(272.300)</b>	<b>(361.061)</b>	<b>-24,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>340.116</b>	<b>361.720</b>	<b>-6,0%</b>	<b>669.239</b>	<b>681.504</b>	<b>-1,8%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>282.833</b>	<b>302.780</b>	<b>-6,6%</b>	<b>555.019</b>	<b>562.840</b>	<b>-1,4%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	59.771	18.543	222,3%	115.003	52.711	118,2%
Despesas	(178.329)	(163.212)	9,3%	(364.447)	(340.161)	7,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(118.558)</b>	<b>(144.669)</b>	<b>-18,0%</b>	<b>(249.445)</b>	<b>(287.451)</b>	<b>-13,2%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>164.274</b>	<b>158.111</b>	<b>3,9%</b>	<b>305.574</b>	<b>275.390</b>	<b>11,0%</b>
Contribuição Social	(14.811)	(13.322)	11,2%	(27.768)	(24.820)	11,9%
Imposto de Renda	(36.304)	(30.471)	19,1%	(71.075)	(61.911)	14,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>113.159</b>	<b>114.318</b>	<b>-1,0%</b>	<b>206.731</b>	<b>188.659</b>	<b>9,6%</b>

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes.

## 11.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%								
	2T16	2T15	Var.	Var. %	1S16	1S15	Var.	Var. %
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>								
Fornecimento de Energia Elétrica	22.277	-	22.277	0,0%	45.477	-	45.477	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	349.851	314.075	35.777	11,4%	621.765	699.397	(77.632)	-11,1%
Outras Receitas Operacionais	8.435	394	8.041	2040,9%	8.745	5.064	3.681	72,7%
	<b>380.563</b>	<b>314.469</b>	<b>66.094</b>	<b>21,0%</b>	<b>675.986</b>	<b>704.460</b>	<b>(28.474)</b>	<b>-4,0%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(20.391)	(18.849)	(1.542)	8,2%	(37.068)	(44.426)	7.358	-16,6%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>360.172</b>	<b>295.620</b>	<b>64.552</b>	<b>21,8%</b>	<b>638.918</b>	<b>660.035</b>	<b>(21.116)</b>	<b>-3,2%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(56.354)	(45.429)	(10.925)	24,0%	(70.192)	(147.439)	77.247	-52,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.456)	(19.442)	(2.014)	10,4%	(40.819)	(39.245)	(1.574)	4,0%
	(77.811)	(64.872)	(12.939)	19,9%	(111.011)	(186.684)	75.673	-40,5%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>								
Pessoal	(20.875)	(16.695)	(4.180)	25,0%	(41.211)	(33.882)	(7.329)	21,6%
Material	(1.148)	(5.249)	4.101	-78,1%	(4.658)	(9.374)	4.716	-50,3%
Serviços de Terceiros	(37.400)	(36.246)	(1.154)	3,2%	(74.057)	(65.319)	(8.738)	13,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11.926)	(16.618)	4.693	-28,2%	(29.252)	(31.272)	2.019	-6,5%
Depreciação e Amortização	(97.029)	(89.880)	(7.149)	8,0%	(192.526)	(174.777)	(17.749)	10,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(37.932)	(42.539)	4.607	-10,8%	(75.732)	(85.919)	10.186	-11,9%
	(206.310)	(207.228)	917	-0,4%	(417.437)	(400.542)	(16.895)	4,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>211.013</b>	<b>155.939</b>	<b>55.073</b>	<b>35,3%</b>	<b>378.729</b>	<b>333.504</b>	<b>45.225</b>	<b>13,6%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>76.051</b>	<b>23.520</b>	<b>52.531</b>	<b>223,3%</b>	<b>110.470</b>	<b>72.808</b>	<b>37.662</b>	<b>51,7%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>								
Receitas	34.375	29.880	4.495	15,0%	65.251	59.488	5.763	9,7%
Despesas	(162.461)	(141.934)	(20.526)	14,5%	(326.432)	(278.224)	(48.208)	17,3%
	(128.086)	(112.055)	(16.031)	14,3%	(261.182)	(218.736)	(42.445)	19,4%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(52.035)</b>	<b>(88.534)</b>	<b>36.499</b>	<b>-41,2%</b>	<b>(150.711)</b>	<b>(145.928)</b>	<b>(4.783)</b>	<b>3,3%</b>
Contribuição Social	(4.073)	(1.859)	(2.214)	119,1%	(6.998)	(5.538)	(1.460)	26,4%
Imposto de Renda	(5.577)	(2.689)	(2.888)	107,4%	(9.873)	(6.261)	(3.612)	57,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(61.685)</b>	<b>(93.082)</b>	<b>31.397</b>	<b>-33,7%</b>	<b>(167.582)</b>	<b>(157.727)</b>	<b>(9.855)</b>	<b>6,2%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>(63.706)</b>	<b>(94.086)</b>	<b>30.381</b>	<b>-32,3%</b>	<b>(171.502)</b>	<b>(158.516)</b>	<b>(12.985)</b>	<b>8,2%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>2.021</b>	<b>1.004</b>	<b>1.017</b>	<b>101,2%</b>	<b>3.920</b>	<b>789</b>	<b>3.131</b>	<b>396,6%</b>

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) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial <sup>1</sup> (Participação Proporcional)								
	2T16	2T15	Var.	Var. %	1S16	1S15	Var.	Var. %
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>								
Fornecimento de Energia Elétrica	11.497	-	11.497	0,0%	23.471	-	23.471	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	181.112	165.479	15.634	9,4%	322.175	370.581	(48.407)	-13,1%
Outras Receitas Operacionais	4.354	203	4.150	2040,9%	4.513	2.613	1.900	72,7%
	<b>196.963</b>	<b>165.682</b>	<b>31.281</b>	<b>18,9%</b>	<b>350.159</b>	<b>373.195</b>	<b>(23.036)</b>	<b>-6,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(10.550)	(9.885)	(664)	6,7%	(19.190)	(23.376)	4.185	-17,9%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>186.413</b>	<b>155.797</b>	<b>30.617</b>	<b>19,7%</b>	<b>330.969</b>	<b>349.819</b>	<b>(18.851)</b>	<b>-5,4%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(28.782)	(10.868)	(17.914)	164,8%	(35.874)	(41.390)	5.517	-13,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.074)	(10.034)	(1.040)	10,4%	(21.067)	(20.255)	(813)	4,0%
	<b>(39.856)</b>	<b>(20.903)</b>	<b>(18.953)</b>	<b>90,7%</b>	<b>(56.941)</b>	<b>(61.645)</b>	<b>4.704</b>	<b>-7,6%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>								
Pessoal	(10.774)	(8.617)	(2.157)	25,0%	(21.269)	(17.487)	(3.782)	21,6%
Material	(592)	(2.709)	2.117	-78,1%	(2.404)	(4.838)	2.434	-50,3%
Serviços de Terceiros	(19.303)	(18.707)	(595)	3,2%	(38.221)	(33.712)	(4.510)	13,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(6.983)	(2.913)	(4.070)	139,7%	(16.667)	(10.476)	(6.191)	59,1%
Depreciação e Amortização	(50.078)	(46.388)	(3.690)	8,0%	(99.365)	(90.204)	(9.160)	10,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(19.577)	(21.955)	2.378	-10,8%	(39.086)	(44.343)	5.257	-11,9%
	<b>(107.307)</b>	<b>(101.289)</b>	<b>(6.018)</b>	<b>5,9%</b>	<b>(215.443)</b>	<b>(201.060)</b>	<b>(14.383)</b>	<b>7,2%</b>
<b>EBITDA Gerencial</b>	<b>108.906</b>	<b>101.948</b>	<b>6.958</b>	<b>6,8%</b>	<b>195.466</b>	<b>221.662</b>	<b>(26.196)</b>	<b>-11,8%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>39.251</b>	<b>33.605</b>	<b>5.645</b>	<b>16,8%</b>	<b>58.584</b>	<b>87.114</b>	<b>(28.529)</b>	<b>-32,7%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>								
Receitas	17.741	15.421	2.320	15,0%	33.677	30.703	2.974	9,7%
Despesas	(83.848)	(73.254)	(10.594)	14,5%	(168.475)	(143.594)	(24.881)	17,3%
	<b>(66.106)</b>	<b>(57.833)</b>	<b>(8.274)</b>	<b>14,3%</b>	<b>(134.798)</b>	<b>(112.892)</b>	<b>(21.906)</b>	<b>19,4%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(26.856)</b>	<b>(24.227)</b>	<b>(2.628)</b>	<b>10,8%</b>	<b>(76.214)</b>	<b>(25.778)</b>	<b>(50.436)</b>	<b>195,7%</b>
Contribuição Social	(2.102)	(959)	(1.143)	119,1%	(3.612)	(2.858)	(753)	26,4%
Imposto de Renda	(2.878)	(1.388)	(1.490)	107,4%	(5.095)	(3.231)	(1.864)	57,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO Gerencial</b>	<b>(31.836)</b>	<b>(26.574)</b>	<b>(5.262)</b>	<b>19,8%</b>	<b>(84.921)</b>	<b>(31.868)</b>	<b>(53.053)</b>	<b>166,5%</b>

1) Considera:

- (i) Participação proporcional da CPFL Energia na CPFL Renováveis (51,61%);
- (ii) Exclusão dos efeitos não-recorrentes (R\$ 21 milhões – 2T15);
- (iii) Parte dos efeitos do GSF (R\$ 5,0 milhões em 2T15, somando R\$ 0,2 milhão no 1S16 e R\$ 12 milhões no 1S15) que são lançados contabilmente como receita pela CPFL Renováveis, são reclassificados como custos;
- (iv) O seguro do GSF que é lançado tanto como redutor de receita operacional bruta (R\$ 0,5 milhão no 2T16, somando R\$ R\$ 1 milhão no 1S16), como redutor de custos com energia elétrica (R\$ 0,4 milhão no 2T16, somando R\$ 0,6 milhão no 1S16) é reclassificado como "Outros Custos/Despesas Operacionais".

## 11.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado			1S16	1S15	Variação
	2T16	2T15	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.484.109	5.660.951	-3,1%	11.608.218	10.651.420	9,0%
Suprimento de Energia Elétrica	25.706	426.187	-94,0%	241.244	611.994	-60,6%
Receita com construção de infraestrutura	268.574	274.711	-2,2%	482.997	488.266	-1,1%
Ativo e passivo financeiro setorial	(461.979)	895.571	-	(1.194.232)	1.584.155	-
Outras Receitas Operacionais	827.994	840.222	-1,5%	1.600.534	1.401.839	14,2%
	<b>6.144.404</b>	<b>8.097.642</b>	<b>-24,1%</b>	<b>12.738.761</b>	<b>14.737.674</b>	<b>-13,6%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(2.644.602)	(3.797.716)	-30,4%	(5.802.977)	(6.042.385)	-4,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.499.802</b>	<b>4.299.927</b>	<b>-18,6%</b>	<b>6.935.784</b>	<b>8.695.289</b>	<b>-20,2%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.994.968)	(2.968.732)	-32,8%	(3.877.000)	(5.793.199)	-33,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(327.512)	(276.760)	18,3%	(667.688)	(647.028)	3,2%
	<b>(2.322.480)</b>	<b>(3.245.492)</b>	<b>-28,4%</b>	<b>(4.544.688)</b>	<b>(6.440.227)</b>	<b>-29,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(175.252)	(166.113)	5,5%	(340.987)	(323.934)	5,3%
Material	(29.189)	(22.279)	31,0%	(57.504)	(43.640)	31,8%
Serviços de Terceiros	(159.514)	(122.301)	30,4%	(303.642)	(247.485)	22,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.976)	(194.029)	-25,3%	(289.071)	(275.578)	4,9%
PDD	(48.787)	(40.505)	20,4%	(94.162)	(59.564)	58,1%
Despesas Legais e Judiciais	(47.045)	(117.712)	-60,0%	(98.142)	(140.696)	-30,2%
Outros	(49.144)	(35.812)	37,2%	(96.767)	(75.318)	28,5%
Custos com construção de infraestrutura	(268.574)	(274.711)	-2,2%	(482.997)	(488.266)	-1,1%
Entidade de Previdência Privada	(13.591)	(16.231)	-16,3%	(27.182)	(32.462)	-16,3%
Depreciação e Amortização	(119.631)	(117.589)	1,7%	(237.716)	(229.885)	3,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.260)	12,5%	(11.835)	(10.390)	13,9%
	<b>(916.645)</b>	<b>(918.513)</b>	<b>-0,2%</b>	<b>(1.750.935)</b>	<b>(1.651.639)</b>	<b>6,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>386.226</b>	<b>258.771</b>	<b>49,3%</b>	<b>889.712</b>	<b>843.698</b>	<b>5,5%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>260.677</b>	<b>135.922</b>	<b>91,8%</b>	<b>640.161</b>	<b>603.423</b>	<b>6,1%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	281.764	251.742	11,9%	592.827	445.077	33,2%
Despesas	(282.287)	(223.330)	26,4%	(597.724)	(574.168)	4,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(523)</b>	<b>28.411</b>	<b>-</b>	<b>(4.897)</b>	<b>(129.091)</b>	<b>-96,2%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>260.154</b>	<b>164.333</b>	<b>58,3%</b>	<b>635.263</b>	<b>474.332</b>	<b>33,9%</b>
Contribuição Social	(25.827)	(12.804)	101,7%	(62.573)	(43.619)	43,5%
Imposto de Renda	(65.835)	(35.350)	86,2%	(167.886)	(120.251)	39,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>168.492</b>	<b>116.179</b>	<b>45,0%</b>	<b>404.804</b>	<b>310.461</b>	<b>30,4%</b>

Nota:

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

## 11.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado			1S16	1S15	Variação
	2T16	2T15	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.484.109	5.660.951	-3,1%	11.608.218	10.651.420	9,0%
Suprimento de Energia Elétrica	25.706	426.187	-94,0%	241.244	611.994	-60,6%
Receita com construção de infraestrutura	268.574	274.711	-2,2%	482.997	488.266	-1,1%
Ativo e passivo financeiro setorial	(433.654)	908.721	-	(1.163.167)	1.518.715	-
Outras Receitas Operacionais	827.994	840.222	-1,5%	1.600.534	1.401.839	14,2%
	<b>6.172.729</b>	<b>8.110.792</b>	<b>-23,9%</b>	<b>12.769.826</b>	<b>14.672.234</b>	<b>-13,0%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.644.602)	(3.797.716)	-30,4%	(5.802.977)	(6.005.115)	-3,4%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.528.127</b>	<b>4.313.076</b>	<b>-18,2%</b>	<b>6.966.849</b>	<b>8.667.119</b>	<b>-19,6%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.994.968)	(2.968.732)	-32,8%	(3.877.000)	(5.793.199)	-33,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(327.512)	(276.760)	18,3%	(667.688)	(647.028)	3,2%
	<b>(2.322.480)</b>	<b>(3.245.492)</b>	<b>-28,4%</b>	<b>(4.544.688)</b>	<b>(6.440.227)</b>	<b>-29,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(175.252)	(166.113)	5,5%	(340.987)	(323.934)	5,3%
Material	(29.189)	(22.279)	31,0%	(57.504)	(43.640)	31,8%
Serviços de Terceiros	(159.514)	(122.301)	30,4%	(303.642)	(247.485)	22,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.976)	(144.217)	0,5%	(289.071)	(225.766)	28,0%
PDD	(48.787)	(40.505)	20,4%	(94.162)	(59.564)	58,1%
Despesas Legais e Judiciais	(47.045)	(67.900)	-30,7%	(98.142)	(90.884)	8,0%
Outros	(49.144)	(35.812)	37,2%	(96.767)	(75.318)	28,5%
Custos com construção de infraestrutura	(268.574)	(274.711)	-2,2%	(482.997)	(488.266)	-1,1%
Entidade de Previdência Privada	(13.591)	(16.231)	-16,3%	(27.182)	(32.462)	-16,3%
Depreciação e Amortização	(119.631)	(117.589)	1,7%	(237.716)	(229.885)	3,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.260)	12,5%	(11.835)	(10.390)	13,9%
	<b>(916.645)</b>	<b>(868.701)</b>	<b>5,5%</b>	<b>(1.750.935)</b>	<b>(1.601.827)</b>	<b>9,3%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>414.550</b>	<b>321.733</b>	<b>28,8%</b>	<b>920.777</b>	<b>865.340</b>	<b>6,4%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>289.002</b>	<b>198.883</b>	<b>45,3%</b>	<b>671.226</b>	<b>625.065</b>	<b>7,4%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	281.764	241.184	16,8%	592.827	434.520	36,4%
Despesas	(310.612)	(225.922)	37,5%	(628.790)	(505.441)	24,4%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(28.848)</b>	<b>15.262</b>	<b>-</b>	<b>(35.963)</b>	<b>(70.921)</b>	<b>-49,3%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>260.154</b>	<b>214.145</b>	<b>21,5%</b>	<b>635.263</b>	<b>554.144</b>	<b>14,6%</b>
Contribuição Social	(25.827)	(17.287)	49,4%	(62.573)	(50.802)	23,2%
Imposto de Renda	(65.835)	(47.803)	37,7%	(167.886)	(140.204)	19,7%
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>168.492</b>	<b>149.055</b>	<b>13,0%</b>	<b>404.804</b>	<b>363.137</b>	<b>11,5%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial exclui os efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu (efeito negativo em R\$ 28 milhões no 2T16 e em R\$ 13 milhões no 2T15);
- (2) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não recorrentes.



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

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

CPFL PAULISTA						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.216.807</b>	<b>4.316.291</b>	<b>-25,5%</b>	<b>6.601.242</b>	<b>7.696.441</b>	<b>-14,2%</b>
Receita Operacional Líquida	1.855.773	2.258.384	-17,8%	3.621.702	4.477.586	-19,1%
Custo com Energia Elétrica	(1.246.792)	(1.731.430)	-28,0%	(2.424.146)	(3.355.386)	-27,8%
Custos e Despesas Operacionais	(456.615)	(485.761)	-6,0%	(880.551)	(849.513)	3,7%
Resultado do Serviço	152.365	41.193	269,9%	317.006	272.687	16,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>205.604</b>	<b>97.231</b>	<b>111,5%</b>	<b>422.615</b>	<b>382.240</b>	<b>10,6%</b>
Resultado Financeiro	23.957	15.681	-	25.320	(59.360)	-142,7%
Lucro antes da Tributação	176.323	56.874	210,0%	342.326	213.326	60,5%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>113.545</b>	<b>39.636</b>	<b>186,5%</b>	<b>217.840</b>	<b>137.685</b>	<b>58,2%</b>

CPFL PIRATININGA						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.393.470</b>	<b>1.852.107</b>	<b>-24,8%</b>	<b>2.960.956</b>	<b>3.400.690</b>	<b>-12,9%</b>
Receita Operacional Líquida	752.113	970.711	-22,5%	1.535.339	1.968.569	-22,0%
Custo com Energia Elétrica	(537.274)	(752.896)	-28,6%	(1.059.256)	(1.487.205)	-28,8%
Custos e Despesas Operacionais	(175.763)	(176.327)	-0,3%	(326.723)	(322.744)	1,2%
Resultado do Serviço	39.077	41.489	-5,8%	149.361	158.620	-5,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>62.137</b>	<b>66.618</b>	<b>-6,7%</b>	<b>195.293</b>	<b>206.705</b>	<b>-5,5%</b>
Resultado Financeiro	7.049	12.131	-41,9%	6.939	(27.173)	-
Lucro antes da Tributação	46.126	53.620	-14,0%	156.300	131.447	18,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>29.044</b>	<b>37.487</b>	<b>-22,5%</b>	<b>97.427</b>	<b>86.031</b>	<b>13,2%</b>

RGE						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.193.685</b>	<b>1.495.967</b>	<b>-20,2%</b>	<b>2.477.721</b>	<b>2.856.751</b>	<b>-13,3%</b>
Receita Operacional Líquida	684.352	841.011	-18,6%	1.368.089	1.789.480	-23,5%
Custo com Energia Elétrica	(421.700)	(602.617)	-30,0%	(835.026)	(1.294.074)	-35,5%
Custos e Despesas Operacionais	(219.299)	(202.425)	8,3%	(419.372)	(377.165)	11,2%
Resultado do Serviço	43.352	35.969	20,5%	113.691	118.242	-3,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>81.495</b>	<b>69.372</b>	<b>17,5%</b>	<b>189.595</b>	<b>184.569</b>	<b>2,7%</b>
Resultado Financeiro	(26.339)	(5.191)	-	(20.614)	(40.841)	-49,5%
Lucro antes da Tributação	17.014	30.777	-44,7%	93.077	77.401	20,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>10.239</b>	<b>23.409</b>	<b>-56,3%</b>	<b>59.388</b>	<b>52.757</b>	<b>12,6%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>148.871</b>	<b>198.159</b>	<b>-24,9%</b>	<b>304.121</b>	<b>359.889</b>	<b>-15,5%</b>
Receita Operacional Líquida	91.532	112.314	-18,5%	179.625	219.684	-18,2%
Custo com Energia Elétrica	(53.166)	(81.496)	-34,8%	(100.746)	(151.623)	-33,6%
Custos e Despesas Operacionais	(30.060)	(23.289)	29,1%	(56.001)	(43.497)	28,7%
Resultado do Serviço	8.305	7.529	10,3%	22.878	24.564	-6,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>12.935</b>	<b>11.119</b>	<b>16,3%</b>	<b>32.081</b>	<b>31.684</b>	<b>1,3%</b>
Resultado Financeiro	(1.369)	2.896	-147,3%	(5.666)	2.129	-366,1%
Lucro antes da Tributação	6.936	10.425	-33,5%	17.213	26.693	-35,5%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>5.955</b>	<b>7.753</b>	<b>-23,2%</b>	<b>12.469</b>	<b>18.102</b>	<b>-31,1%</b>

Notas:

(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						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>43.938</b>	<b>52.292</b>	<b>-16,0%</b>	<b>87.602</b>	<b>94.508</b>	<b>-7,3%</b>
Receita Operacional Líquida	28.276	28.670	-1,4%	53.973	57.376	-5,9%
Custo com Energia Elétrica	(14.086)	(17.058)	-17,4%	(27.670)	(34.123)	-18,9%
Custos e Despesas Operacionais	(9.305)	(9.244)	0,7%	(18.153)	(15.308)	18,6%
Resultado do Serviço	4.884	2.368	106,2%	8.150	7.945	2,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.609</b>	<b>3.799</b>	<b>74,0%</b>	<b>11.585</b>	<b>10.803</b>	<b>7,2%</b>
Resultado Financeiro	(894)	601	-248,7%	(3.019)	(296)	-
Lucro antes da Tributação	3.990	2.970	34,3%	5.130	7.649	-32,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>3.133</b>	<b>1.830</b>	<b>71,2%</b>	<b>3.819</b>	<b>4.778</b>	<b>-20,1%</b>

CPFL SUL PAULISTA						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>59.377</b>	<b>72.523</b>	<b>-18,1%</b>	<b>122.619</b>	<b>130.871</b>	<b>-6,3%</b>
Receita Operacional Líquida	36.737	37.020	-0,8%	73.516	75.162	-2,2%
Custo com Energia Elétrica	(19.514)	(23.085)	-15,5%	(39.304)	(44.898)	-12,5%
Custos e Despesas Operacionais	(12.836)	(10.546)	21,7%	(24.700)	(19.762)	25,0%
Resultado do Serviço	4.386	3.390	29,4%	9.513	10.502	-9,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.691</b>	<b>4.838</b>	<b>38,3%</b>	<b>14.110</b>	<b>13.371</b>	<b>5,5%</b>
Resultado Financeiro	(1.180)	1.183	-199,8%	(3.268)	151	-
Lucro antes da Tributação	3.206	4.572	-29,9%	6.245	10.653	-41,4%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>2.140</b>	<b>2.918</b>	<b>-26,7%</b>	<b>4.066</b>	<b>6.826</b>	<b>-40,4%</b>

CPFL JAGUARI						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>59.784</b>	<b>76.145</b>	<b>-21,5%</b>	<b>125.362</b>	<b>136.238</b>	<b>-8,0%</b>
Receita Operacional Líquida	34.147	35.023	-2,5%	69.538	72.777	-4,5%
Custo com Energia Elétrica	(22.862)	(28.462)	-19,7%	(45.179)	(56.093)	-19,5%
Custos e Despesas Operacionais	(6.864)	(4.735)	45,0%	(12.869)	(12.257)	5,0%
Resultado do Serviço	4.421	1.825	142,2%	11.491	4.427	159,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.542</b>	<b>2.708</b>	<b>104,7%</b>	<b>13.727</b>	<b>6.176</b>	<b>122,3%</b>
Resultado Financeiro	(938)	708	-232,5%	(2.110)	(2.618)	-19,4%
Lucro antes da Tributação	3.483	2.534	-	9.381	1.809	418,7%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>2.111</b>	<b>1.530</b>	<b>-</b>	<b>5.857</b>	<b>892</b>	<b>556,8%</b>

CPFL MOCOCA						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>32.019</b>	<b>38.124</b>	<b>-16,0%</b>	<b>66.538</b>	<b>69.622</b>	<b>-4,4%</b>
Receita Operacional Líquida	20.113	20.422	-1,5%	40.764	41.366	-1,5%
Custo com Energia Elétrica	(10.094)	(11.750)	-14,1%	(19.631)	(22.990)	-14,6%
Custos e Despesas Operacionais	(6.134)	(6.513)	-5,8%	(13.061)	(11.940)	9,4%
Resultado do Serviço	3.886	2.159	80,0%	8.072	6.436	25,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.212</b>	<b>3.087</b>	<b>68,8%</b>	<b>10.706</b>	<b>8.149</b>	<b>31,4%</b>
Resultado Financeiro	(809)	401	-301,6%	(2.481)	(1.083)	129,2%
Lucro antes da Tributação	3.076	2.560	20,2%	5.592	5.354	4,4%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>2.325</b>	<b>1.616</b>	<b>43,8%</b>	<b>3.938</b>	<b>3.390</b>	<b>16,2%</b>

Notas:

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

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

CPFL Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	2.221	2.126	4,5%	4.581	4.607	-0,6%
Industrial	2.673	2.835	-5,7%	5.219	5.566	-6,2%
Comercial	1.371	1.371	0,0%	2.846	2.933	-3,0%
Outros	1.024	990	3,4%	2.018	2.013	0,2%
<b>Total</b>	<b>7.288</b>	<b>7.322</b>	<b>-0,5%</b>	<b>14.664</b>	<b>15.119</b>	<b>-3,0%</b>

CPFL Piratininga						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	943	937	0,6%	1.985	2.060	-3,6%
Industrial	1.579	1.911	-17,4%	3.179	3.819	-16,7%
Comercial	611	586	4,2%	1.250	1.254	-0,2%
Outros	280	274	2,0%	559	558	0,2%
<b>Total</b>	<b>3.412</b>	<b>3.709</b>	<b>-8,0%</b>	<b>6.974</b>	<b>7.690</b>	<b>-9,3%</b>

RGE						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	649	594	9,2%	1.313	1.257	4,5%
Industrial	841	865	-2,8%	1.604	1.701	-5,7%
Comercial	350	353	-0,8%	727	753	-3,3%
Outros	693	670	3,5%	1.417	1.369	3,5%
<b>Total</b>	<b>2.532</b>	<b>2.482</b>	<b>2,1%</b>	<b>5.062</b>	<b>5.079</b>	<b>-0,3%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	88	84	4,8%	182	180	0,9%
Industrial	51	56	-8,2%	106	114	-7,0%
Comercial	40	39	0,5%	83	86	-3,2%
Outros	89	84	6,1%	174	173	0,2%
<b>Total</b>	<b>268</b>	<b>263</b>	<b>1,8%</b>	<b>544</b>	<b>553</b>	<b>-1,6%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	22	21	5,2%	45	45	0,4%
Industrial	95	93	2,1%	194	192	0,9%
Comercial	13	12	5,4%	26	26	-0,3%
Outros	10	9	4,3%	19	19	1,8%
<b>Total</b>	<b>140</b>	<b>136</b>	<b>3,1%</b>	<b>284</b>	<b>282</b>	<b>0,8%</b>

CPFL Mococa						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	19	18	4,0%	38	38	0,6%
Industrial	16	15	6,0%	32	31	3,2%
Comercial	7	8	-1,7%	16	16	-4,2%
Outros	15	14	8,6%	29	29	1,6%
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>55</b>	<b>4,9%</b>	<b>115</b>	<b>114</b>	<b>0,9%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	25	24	2,8%	50	50	0,0%
Industrial	21	19	6,7%	41	38	8,6%
Comercial	11	11	-2,5%	23	23	-1,7%
Outros	28	25	12,7%	50	49	1,6%
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>79</b>	<b>6,2%</b>	<b>164</b>	<b>161</b>	<b>2,3%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	36	35	2,9%	73	73	-0,1%
Industrial	47	74	-36,3%	94	157	-40,2%
Comercial	14	14	0,5%	29	30	-3,5%
Outros	23	23	2,2%	46	46	-0,6%
<b>Total</b>	<b>120</b>	<b>145</b>	<b>-17,2%</b>	<b>242</b>	<b>306</b>	<b>-21,0%</b>

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

CPFL Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	2.221	2.126	4,5%	4.581	4.607	-0,6%
Industrial	858	960	-10,7%	1.742	1.940	-10,2%
Comercial	1.221	1.232	-0,9%	2.547	2.648	-3,8%
Outros	990	958	3,3%	1.951	1.947	0,2%
<b>Total</b>	<b>5.290</b>	<b>5.276</b>	<b>0,3%</b>	<b>10.821</b>	<b>11.142</b>	<b>-2,9%</b>

CPFL Piratininga						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	943	937	0,6%	1.985	2.060	-3,6%
Industrial	460	522	-11,9%	922	1.057	-12,8%
Comercial	542	521	4,0%	1.111	1.117	-0,5%
Outros	267	262	1,9%	535	534	0,3%
<b>Total</b>	<b>2.211</b>	<b>2.242</b>	<b>-1,4%</b>	<b>4.554</b>	<b>4.768</b>	<b>-4,5%</b>

RGE						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	649	594	9,2%	1.313	1.257	4,5%
Industrial	362	383	-5,7%	711	774	-8,2%
Comercial	330	331	-0,2%	690	708	-2,6%
Outros	693	670	3,5%	1.417	1.369	3,5%
<b>Total</b>	<b>2.033</b>	<b>1.978</b>	<b>2,8%</b>	<b>4.131</b>	<b>4.108</b>	<b>0,6%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	88	84	4,8%	182	180	0,9%
Industrial	38	44	-14,1%	81	91	-11,0%
Comercial	39	39	0,3%	83	86	-3,3%
Outros	89	84	6,1%	174	173	0,2%
<b>Total</b>	<b>255</b>	<b>252</b>	<b>1,2%</b>	<b>519</b>	<b>530</b>	<b>-2,0%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	22	21	5,2%	45	45	0,4%
Industrial	71	78	-9,7%	142	158	-9,9%
Comercial	13	12	5,4%	26	26	-0,3%
Outros	10	9	4,3%	19	19	1,8%
<b>Total</b>	<b>115</b>	<b>121</b>	<b>-4,5%</b>	<b>233</b>	<b>248</b>	<b>-6,1%</b>

CPFL Mococa						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	19	18	4,0%	38	38	0,6%
Industrial	9	9	5,2%	17	18	-2,4%
Comercial	7	8	-1,7%	16	16	-4,2%
Outros	15	14	8,6%	29	29	1,6%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>4,6%</b>	<b>100</b>	<b>101</b>	<b>-0,4%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	25	24	2,8%	50	50	0,0%
Industrial	7	7	-3,1%	14	14	-4,8%
Comercial	11	11	-2,5%	23	23	-1,7%
Outros	28	25	12,7%	50	49	1,6%
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>67</b>	<b>5,0%</b>	<b>136</b>	<b>137</b>	<b>-0,2%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T16	2T15	Var.	1S16	1S15	Var.
Residencial	36	35	2,9%	73	73	-0,1%
Industrial	24	24	2,2%	48	48	-0,5%
Comercial	14	14	0,5%	29	30	-3,5%
Outros	23	23	2,2%	46	46	-0,6%
<b>Total</b>	<b>98</b>	<b>95</b>	<b>2,2%</b>	<b>197</b>	<b>198</b>	<b>-0,8%</b>