

Campinas, 14 de agosto de 2018 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T18**. 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 2T17, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 2T18

Indicadores (R\$ Milhões)	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.754	16.108	4,0%	33.944	32.816	3,4%
Mercado Cativo	11.285	11.027	2,3%	23.274	23.124	0,7%
Cliente Livre	5.469	5.081	7,6%	10.670	9.692	10,1%
Receita Operacional Bruta	10.501	9.157	14,7%	20.138	17.887	12,6%
Receita Operacional Líquida	6.945	5.963	16,5%	13.320	11.501	15,8%
EBITDA ⁽¹⁾	1.370	1.027	33,3%	2.736	2.223	23,1%
Lucro Líquido	450	123	265,5%	870	355	144,8%
Investimentos ⁽²⁾	422	698	-39,6%	848	1.379	-38,5%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;
- (2) Inclui investimento relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros da Concessão" (ativo não circulante). Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 2T18

- **Aumento das vendas** na área de concessão **(+4,0%)**, com destaque para o crescimento da classe residencial **(+5,7%)**;
- Aumentos de **16,5% na Receita Operacional Líquida** e de **33,3% no EBITDA**;
- Dívida líquida de **R\$ 15,7 bilhões** e alavancagem de **3,11x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Captação de recursos totalizando **R\$ 3,4 bilhões**, a custos competitivos;
- Investimentos de **R\$ 422 milhões**;
- Conclusão da **revisão tarifária da RGE**, em jun/18, com um efeito médio de **+20,58%** a ser percebido pelos consumidores;
- **CPFL Geração** venceu o **Lote 9** do **Leilão de Transmissão** de jun/18 - Maracanaú II - Ceará.

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

- Terça-feira, 21 de agosto de 2018 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-800-492-3904 (EUA) e 1-646-828-8246 (Outros Países)

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-8458
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	5
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	5
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	6
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	6
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	7
2.2) 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) Consolidação da RGE Sul.....	10
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	10
3.4) Consolidação das Transmissoras	10
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	11
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	11
4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	12
4.3) Receita Operacional	12
4.4) Custo com Energia Elétrica	13
4.5) Custos e Despesas Operacionais	15
4.6) EBITDA.....	18
4.7) Resultado Financeiro.....	19
4.8) Lucro Líquido.....	21
5) ENDIVIDAMENTO.....	22
5.1) Dívida (IFRS).....	22
5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Jun/18)	23
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	24
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	24
5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	25
6) INVESTIMENTOS	25
6.1) Investimentos Realizados	25
6.2) Investimentos Previstos	26
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	27
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	28
8.1) Desempenho das Ações	28
8.2) Volume Médio Diário	28
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	29
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	30
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	31
11.1) Segmento de Distribuição	31
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	31
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	31
11.1.1.2) Receita Operacional.....	32
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	34
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	35
11.1.1.5) EBITDA.....	37

11.1.1.6) Resultado Financeiro	38
11.1.1.7) Lucro Líquido	39
11.1.2) Eventos Tarifários.....	40
11.1.3) Indicadores Operacionais.....	42
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	44
11.2.1) Segmento de Comercialização	44
11.2.2) Segmento de Serviços	45
11.3) Segmento de Geração Convencional	45
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	45
11.3.1.1) Receita Operacional.....	46
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	46
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	47
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial	48
11.3.1.5) EBITDA.....	49
11.3.1.6) Resultado Financeiro	50
11.3.1.7) Lucro Líquido.....	51
11.4) CPFL Renováveis.....	52
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	52
11.4.1.1) Receita Operacional.....	52
11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	53
11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais	53
11.4.1.4) EBITDA.....	54
11.4.1.5) Resultado Financeiro	55
11.4.1.6) Lucro Líquido.....	55
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	55
12) ANEXOS.....	57
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	57
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	58
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	59
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	60
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	61
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	62
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	63
12.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	64
12.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	65
12.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	66
12.11) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	67

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Os resultados do Grupo CPFL no segundo trimestre de 2018 refletiram o crescimento das vendas de energia em todas as classes de consumo, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros nos últimos doze meses no Brasil.

O segmento de distribuição apresentou incremento nas vendas de energia (+4,0%). As classes residencial, industrial e comercial registraram variações de mercado de 5,7%, 2,4% e 3,7%, respectivamente, refletindo as altas temperaturas no 2T18 e a lenta recuperação da atividade econômica.

A geração de caixa operacional do Grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.370 milhões no 2T18 (+33,3%), refletindo os resultados positivos dos segmentos de Distribuição e Geração. Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior eficiência e foco aos negócios.

Vale destacar também a conclusão do processo de revisão tarifária (4º ciclo) da RGE, em junho de 2018, com um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +20,58%.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos no segundo trimestre, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 422 milhões nesse período.

Dentre as iniciativas de valor, vale mencionar a participação da CPFL Geração no Leilão de Transmissão de junho de 2018. A Companhia venceu o Lote 9 - subestação Maracaná II e trechos de linha de transmissão no Ceará.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,11 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, abaixo do nível verificado ao longo de 2017 e no 1T18. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros têm beneficiado a Companhia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

Andre Dorf

Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Mercado Cativo	11.285	11.027	2,3%	23.274	23.124	0,7%
Cliente Livre	5.469	5.081	7,6%	10.670	9.692	10,1%
Total	16.754	16.108	4,0%	33.944	32.816	3,4%

No 2T18, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.754 GWh, um aumento de 4,0%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.285 GWh no 2T18, um aumento de 2,3%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 5.469 GWh no 2T18.

No 1S18, as vendas na área de concessão totalizaram 33.944 GWh, um aumento de 3,4%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 23.274 GWh no 1S18, um aumento de 0,7%. Já a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiu 10.670 GWh no 1S18, um aumento de 10,1%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T18	2T17	Var.	Part.	1S18	1S17	Var.	Part.
Residencial	4.849	4.590	5,7%	28,9%	10.021	9.718	3,1%	29,5%
Industrial	6.291	6.146	2,4%	37,5%	12.285	11.809	4,0%	36,2%
Comercial	2.779	2.680	3,7%	16,6%	5.725	5.624	1,8%	16,9%
Outros	2.835	2.693	5,3%	16,9%	5.914	5.665	4,4%	17,4%
Total	16.754	16.108	4,0%	100,0%	33.944	32.816	3,4%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

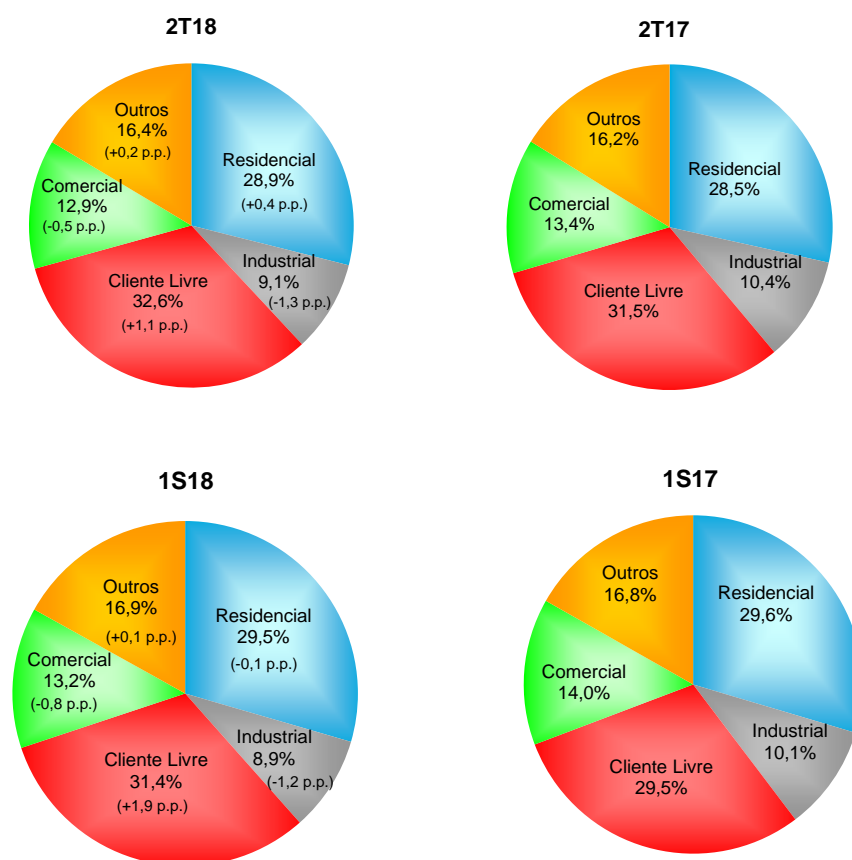
Destacam-se no 2T18, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (28,9% e 16,6% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 5,7% e 3,7%, respectivamente, refletindo as altas temperaturas registradas em abril e maio de 2018, que contribuíram para o aumento do CPC (Consumo por Consumidor - KWh/UC/mês) no trimestre (+4,7%);
- **Classe Industrial (37,5% das vendas totais):** aumento de 2,4%. Mesmo com a queda na indústria em junho (-3,3%), por consequência da greve dos caminhoneiros, tivemos um crescimento nas vendas com destaques para as atividades de metalurgia, veículos automotores, químicos e alimentício.

Destacam-se no 1S18, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (29,5% e 16,9% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 3,1% e 1,8%, respectivamente. Apesar das menores temperaturas registradas no 1T18, comparadas com o 1T17, houve uma compensação no segundo trimestre, refletindo um crescimento das vendas no semestre;
- **Classe Industrial (36,2% das vendas totais):** aumento de 4,0%, refletindo o desempenho positivo das principais atividades industriais na área de concessão da CPFL Energia (metalurgia, veículos automotores, químicos e alimentício).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T17/1S17 para o 2T18/1S18.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	4.849	4.590	5,7%	10.021	9.718	3,1%
Industrial	1.529	1.676	-8,8%	3.033	3.307	-8,3%
Comercial	2.158	2.153	0,2%	4.482	4.595	-2,5%
Outros	2.749	2.608	5,4%	5.739	5.503	4,3%
Total	11.285	11.027	2,3%	23.274	23.124	0,7%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.10.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.285 GWh no 2T18, um aumento de 2,3% (258 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+5,7%); o desempenho das classes industrial (-8,8%) e comercial (+0,2%), reflete a migração de clientes para o mercado livre.

No 1S18, as vendas para o mercado cativo totalizaram 23.274 GWh, um aumento de 0,7% (151 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+3,1%); o desempenho das classes industrial (-8,3%) e comercial (-2,5%), também reflete a migração de clientes para o mercado livre.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Industrial	4.762	4.469	6,6%	9.252	8.502	8,8%
Comercial	621	527	17,9%	1.243	1.028	20,9%
Outros	85	85	0,5%	175	162	7,9%
Total	5.469	5.081	7,6%	10.670	9.692	10,1%

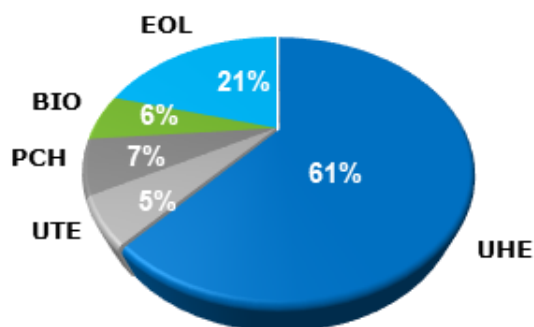
Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
CPFL Paulista	2.507	2.353	6,6%	4.941	4.529	9,1%
CPFL Piratininga	1.601	1.461	9,6%	3.130	2.796	12,0%
RGE	612	595	2,9%	1.180	1.129	4,6%
RGE Sul	597	549	8,7%	1.122	1.003	11,8%
CPFL Santa Cruz	151	123	22,5%	296	235	26,0%
Total	5.469	5.081	7,6%	10.670	9.692	10,1%

2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 2T18, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 3.283 MW.

Capacidade Instalada da Geração

Total: 3.283 MW



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

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

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 30 de junho de 2018 e de 2017, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

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

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.441	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	1.736	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	1.499	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.351	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz") (d)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	452	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 Hidrelétricas (a)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (b)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,60%	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 CGHs	4	4

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

Notas:

- A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas. Os empreendimentos da UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério das Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.
- O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);
- Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz".

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

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

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2018, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,6% do capital social da CPFL Renováveis, por meio da CPFL Geração. A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em “lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores” e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

3.2) Consolidação da RGE Sul

Em 30 de junho de 2018, a CPFL Energia detinha a seguinte participação no capital social da RGE Sul: 76,3893%, diretamente, e 23,4561%, indiretamente, por meio da CPFL Brasil. A RGE Sul é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de novembro de 2016, de forma integral (100%) linha a linha.

3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro

De acordo com a orientação da SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) e conforme os itens 100(a) e (b) da *Regulation G*, com a divulgação dos resultados do 4T16/2016, a fim de evitar a divulgação de medidas *non-GAAP*, passamos a não mais divulgar o desempenho econômico-financeiro considerando a consolidação proporcional dos projetos de geração e o ajuste dos números por itens não-recorrentes, focando a divulgação no critério do IFRS. Apenas no capítulo 5, do Endividamento, é que continuamos apresentando as informações no critério dos *covenants* financeiros, considerando que a devida conciliação com os números no critério do IFRS estão apresentadas no item 12.11 deste relatório.

3.4) Consolidação das Transmissoras

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

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	10.501	9.157	14,7%	20.138	17.887	12,6%
Receita Operacional Líquida	6.945	5.963	16,5%	13.320	11.501	15,8%
Custo com Energia Elétrica	(4.538)	(3.739)	21,4%	(8.552)	(6.959)	22,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.520)	(1.661)	-8,5%	(2.991)	(3.240)	-7,7%
Resultado do Serviço	887	563	57,5%	1.777	1.302	36,5%
EBITDA¹	1.370	1.027	33,3%	2.736	2.223	23,1%
Resultado Financeiro	(246)	(418)	-41,2%	(553)	(854)	-35,2%
Lucro Antes da Tributação	710	228	211,7%	1.378	611	125,7%
Lucro Líquido	450	123	265,5%	870	355	144,8%

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

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

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
2T18								
Receita operacional líquida	5.641	271	415	843	128	-	(352)	6.945
Custos e despesas operacionais	(4.874)	(41)	(159)	(812)	(103)	(8)	352	(5.645)
Depreciação e amortização	(207)	(30)	(154)	(1)	(6)	(16)	-	(414)
Resultado do serviço	560	200	101	30	19	(24)	-	887
Equivalência patrimonial	-	69	-	-	-	-	-	69
EBITDA	768	299	256	31	25	(8)	-	1.370
Resultado financeiro	(47)	(75)	(119)	(5)	(0)	0	-	(246)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	514	194	(18)	26	19	(24)	-	710
Imposto de renda e contribuição social	(190)	(38)	(19)	(9)	(5)	2	-	(260)
Lucro (prejuízo) líquido	324	155	(37)	16	14	(22)	-	450
2T17								
Receita operacional líquida	4.737	290	412	763	117	1	(357)	5.963
Custos e despesas operacionais	(4.284)	(65)	(189)	(729)	(95)	(14)	357	(5.018)
Depreciação e amortização	(176)	(30)	(153)	(1)	(5)	(17)	-	(381)
Resultado do serviço	276	194	70	34	18	(30)	-	563
Equivalência patrimonial	-	83	-	-	-	-	-	83
EBITDA	452	308	223	35	22	(13)	0	1.027
Resultado financeiro	(166)	(102)	(128)	(9)	0	(13)	(0)	(418)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	111	175	(58)	24	18	(43)	-	228
Imposto de renda e contribuição social	(53)	(31)	(14)	(8)	(4)	5	-	(105)
Lucro (prejuízo) líquido	58	144	(72)	16	14	(38)	-	123
Variação								
Receita operacional líquida	19,1%	-6,7%	0,7%	10,4%	8,7%	-100,0%	-1,5%	16,5%
Custos e despesas operacionais	13,8%	-37,8%	-15,8%	11,5%	8,1%	-38,0%	-1,5%	12,5%
Depreciação e amortização	17,8%	-0,2%	1,1%	-22,7%	15,9%	-5,4%	-	8,5%
Resultado do serviço	102,7%	2,8%	44,4%	-10,7%	9,8%	-18,6%	-	57,5%
Equivalência patrimonial	-	-17,1%	-	-	-	-	-	-17,1%
EBITDA	69,6%	-2,9%	14,7%	-11,0%	11,1%	-35,6%	-100,0%	33,3%
Resultado financeiro	-71,9%	-26,5%	-7,0%	-49,4%	-	-	-100,0%	-41,2%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	363,7%	10,4%	-69,2%	4,2%	4,5%	-44,6%	-	211,7%
Imposto de renda e contribuição social	261,0%	23,2%	34,6%	13,4%	39,5%	-64,1%	-	148,4%
Lucro (prejuízo) líquido	456,5%	7,6%	-49,1%	-0,4%	-4,7%	-42,0%	-	265,5%

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

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
1S18								
Receita operacional líquida	10.842	552	799	1.553	239	-	(665)	13.320
Custos e despesas operacionais	(9.282)	(82)	(315)	(1.514)	(192)	(18)	665	(10.739)
Depreciação e amortização	(388)	(60)	(312)	(1)	(11)	(31)	-	(804)
Resultado do serviço	1.172	409	171	37	36	(49)	-	1.777
Equivalência patrimonial	-	154	-	-	-	-	-	154
EBITDA	1.560	624	484	39	48	(18)	-	2.736
Resultado financeiro	(151)	(143)	(248)	(12)	(1)	2	-	(553)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.021	421	(77)	25	36	(47)	-	1.378
Imposto de renda e contribuição social	(377)	(83)	(32)	(10)	(9)	2	-	(509)
Lucro (prejuízo) líquido	644	337	(109)	16	27	(45)	-	870
1S17								
Receita operacional líquida	9.196	589	783	1.384	218	1	(670)	11.501
Custos e despesas operacionais	(8.117)	(149)	(324)	(1.309)	(178)	(35)	670	(9.441)
Depreciação e amortização	(350)	(60)	(304)	(2)	(9)	(33)	-	(758)
Resultado do serviço	729	380	156	74	31	(67)	-	1.302
Equivalência patrimonial	-	163	-	-	-	-	-	163
EBITDA	1.078	603	459	75	40	(33)	0	2.223
Resultado financeiro	(347)	(203)	(256)	(21)	2	(29)	(0)	(854)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	381	340	(100)	53	33	(96)	-	611
Imposto de renda e contribuição social	(158)	(59)	(26)	(18)	(8)	13	-	(255)
Lucro (prejuízo) líquido	224	281	(126)	35	25	(83)	-	355
Variação								
Receita operacional líquida	17,9%	-6,3%	2,0%	12,2%	9,5%	-100,0%	-0,8%	15,8%
Custos e despesas operacionais	14,3%	-44,6%	-2,6%	15,7%	7,5%	-48,9%	-0,8%	13,7%
Depreciação e amortização	10,9%	0,1%	2,8%	-28,0%	20,1%	-5,4%	-	6,1%
Resultado do serviço	60,9%	7,6%	10,0%	-49,1%	18,0%	-26,2%	-	36,5%
Equivalência patrimonial	-	-5,3%	-	-	-	-	-	-5,3%
EBITDA	44,7%	3,4%	5,2%	-48,6%	18,5%	-46,9%	-100,0%	23,1%
Resultado financeiro	-56,4%	-29,6%	-3,1%	-41,4%	-	-	-100,0%	-35,2%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	167,6%	23,7%	-23,4%	-52,1%	9,2%	-50,8%	-	125,7%
Imposto de renda e contribuição social	138,4%	42,2%	23,3%	-46,4%	18,8%	-83,7%	-	99,1%
Lucro (prejuízo) líquido	188,2%	19,9%	-13,7%	-55,0%	6,3%	-45,8%	-	144,8%

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

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 2T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 481 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 369 milhões no 2T17, uma variação de R\$ 111 milhões. No 1S18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 854 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 196 milhões no 1S17, uma variação de R\$ 1.050 milhões.

Em 30 de junho de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.094 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 596 milhões em 31 de março de 2018 e um saldo negativo de R\$ 1.254 milhões em 30 de junho de 2017.

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

4.3) Receita Operacional

No 2T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.501 milhões, representando um aumento de 14,7% (R\$ 1.344 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.556 milhões no 2T18, representando um aumento de 11,3% (R\$ 362 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.945 milhões no 2T18, registrando um aumento de 16,5% (R\$ 983 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 905 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);

- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 80 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 10 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 3 milhões;
- Aumento de R\$ 5 milhões, devido a eliminações;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 19 milhões;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 1 milhão.

No 1S18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 20.138 milhões, representando um aumento de 12,6% (R\$ 2.252 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 6.818 milhões no 1S18, representando um aumento de 6,8% (R\$ 433 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 13.320 milhões no 1S18, registrando um aumento de 15,8% (R\$ 1.819 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.646 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 169 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 21 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 16 milhões;
- Aumento de R\$ 5 milhões, devido a eliminações;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 37 milhões;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 1 milhão.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	716	610	17,4%	1.275	1.168	9,1%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	82	72	14,1%	168	143	17,6%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.442	3.191	7,9%	6.417	5.884	9,1%
Crédito de PIS e COFINS	(378)	(353)	7,2%	(696)	(656)	6,1%
Total	3.863	3.521	9,7%	7.164	6.539	9,6%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	576	248	131,7%	1.143	496	130,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	65	16	318,4%	128	31	318,0%
Encargos de Conexão	38	30	28,3%	70	60	17,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	11	10,0%	21	22	-2,9%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(7)	(66)	-89,2%	40	(149)	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	69	(0)	-	135	(0)	-
Crédito de PIS e COFINS	(78)	(21)	274,6%	(150)	(40)	274,5%
Total	675	218	209,9%	1.388	420	230,2%
Custo com Energia Elétrica	4.538	3.739	21,4%	8.552	6.959	22,9%

No 2T18, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 4.538 milhões, registrando

um aumento de 21,4% (R\$ 800 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.863 milhões no 2T18, um aumento de 9,7% (R\$ 342 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 7,9% (R\$ 251 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 16,9% no preço médio de compra (R\$ 227,70/MWh no 2T18 vs. R\$ 194,72/MWh no 2T17), parcialmente compensado pela redução de 7,8% (1.272 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 17,4% (R\$ 106 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 24,3% no preço médio de compra (R\$ 259,09/MWh no 2T18 vs. R\$ 208,50/MWh no 2T17), parcialmente compensado pela redução de 5,5% (161 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 14,1% (R\$ 10 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 7,2% (R\$ 25 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 675 milhões no 2T18, um aumento de 209,9% (R\$ 457 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 131,7% (R\$ 327 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (ii) Despesa de R\$ 69 milhões no 2T18, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
 - (iii) Redução de 89,2% (R\$ 59 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 66 milhões no 2T17 para uma receita de R\$ 7 milhões no 2T18;
 - (iv) Aumento de 318,4% (R\$ 50 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
 - (v) Aumento de 28,3% (R\$ 8 milhões) nos encargos de conexão;
 - (vi) Aumento de 10,0% (R\$ 1 milhão) nos encargos de uso do sistema de distribuição;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 274,6% (R\$ 57 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

No 1S18, 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\$ 8.552 milhões, registrando um aumento de 22,9% (R\$ 1.593 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 7.164 milhões no 1S18, um aumento de 9,6% (R\$ 625 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 9,1% (R\$ 533 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 16,2% no preço médio de compra (R\$ 209,81/MWh no 1S18 vs. R\$ 180,62/MWh no 1S17), parcialmente compensado pela redução de 6,1% (1.992 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 9,1% (R\$ 107 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento

de 15,7% no preço médio de compra (R\$ 231,60/MWh no 1S18 vs. R\$ 200,22/MWh no 1S17), parcialmente compensado pela redução de 5,7% (330 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (iii) Aumento de 17,6% (R\$ 25 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 6,1% (R\$ 40 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.388 milhões no 1S18, um aumento de 230,2% (R\$ 968 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 130,3% (R\$ 647 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (ii) Variação de R\$ 188 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma receita de R\$ 149 milhões no 2T17 para uma despesa de R\$ 40 milhões no 2T18;
 - (iii) Despesa de R\$ 135 milhões no 1S18, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
 - (iv) Aumento de 318,0% (R\$ 97 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
 - (v) Aumento de 17,7% (R\$ 11 milhões) nos encargos de conexão;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Aumento de 274,5% (R\$ 110 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (vii) Redução de 2,9% (R\$ 1 milhão) nos encargos de uso do sistema de distribuição.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.520 milhões no 2T18, comparado a R\$ 1.661 milhões no 2T17, uma redução de 8,5% (R\$ 141 milhões). No 1S18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.991 milhões, comparado a R\$ 3.240 milhões no 1S17, uma redução de 7,7% (R\$ 249 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T18	2T17	Variação		1S18	1S17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(352)	(337)	(16)	4,7%	(690)	(669)	(21)	3,1%
Material	(63)	(57)	(6)	10,3%	(126)	(113)	(13)	11,9%
Serviços de Terceiros	(156)	(189)	33	-17,7%	(337)	(374)	38	-10,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(143)	(203)	60	-29,6%	(249)	(389)	140	-36,1%
<i>PDD</i>	<i>(42)</i>	<i>(39)</i>	<i>(2)</i>	<i>6,2%</i>	<i>(68)</i>	<i>(86)</i>	<i>18</i>	<i>-20,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(31)</i>	<i>(59)</i>	<i>27</i>	<i>-46,2%</i>	<i>(44)</i>	<i>(114)</i>	<i>70</i>	<i>-61,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>(69)</i>	<i>(105)</i>	<i>36</i>	<i>-33,8%</i>	<i>(137)</i>	<i>(189)</i>	<i>53</i>	<i>-27,8%</i>
Total PMSO Reportado	(714)	(786)	72	-9,1%	(1.401)	(1.545)	144	-9,3%

O item PMSO atingiu R\$ 714 milhões no 2T18, comparado a R\$ 786 milhões no 2T17, uma redução de 9,1% (R\$ 72 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 4,7% (R\$ 16 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 10 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 6 milhões);

- (ii) **Material** - aumento de 10,3% (R\$ 6 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 11 milhões);
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução em uniformes e equipamentos (EPI) (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução na manutenção da frota (R\$ 2 milhões);

- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 17,7% (R\$ 33 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Redução em créditos de PIS/Cofins (R\$ 8 milhões);
 - ✓ Redução com a primarização de serviços diversos (R\$ 7 milhões);
 - ✓ Redução na manutenção de equipamentos (R\$ 6 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 12 milhões);

- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – redução de 29,6% (R\$ 60 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Redução de 46,2% nas despesas legais e judiciais (R\$ 27 milhões);
 - ✓ Redução de 39,4% da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 14 milhões);

- ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 9 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 10 milhões);
- Parcialmente compensado por:
- ✓ Aumento de 6,2% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 2 milhões).

No 1S18, o item PMSO atingiu R\$ 1.401 milhões, comparado a R\$ 1.545 milhões no 1S17, uma redução de 9,3% (R\$ 144 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 3,1% (R\$ 21 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 11,9% (R\$ 13 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 25 milhões);Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução na manutenção da frota (R\$ 11 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 1 milhão);
- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 10,1% (R\$ 38 milhões), devido principalmente às reduções em créditos de PIS/Cofins, com a primarização de serviços diversos, na manutenção de equipamentos e em consultorias e auditorias;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - redução de 36,1% (R\$ 140 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Redução de 61,5% nas despesas legais e judiciais (R\$ 70 milhões);
 - ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 27 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;
 - ✓ Redução de 20,7% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 18 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 25 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 806 milhões no 2T18, comparado a R\$ 875 milhões no 2T17, registrando uma redução de 7,9% (R\$ 69 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 20,5% (R\$ 96 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
 - Redução de 20,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
 - Redução de 1,1% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
- Parcialmente compensados por:
- Aumento de 10,8% (R\$ 33 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

No 1S18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.590 milhões, comparado a R\$

1.695 milhões no 1S17, registrando uma redução de 6,2% (R\$ 105 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 15,9% (R\$ 140 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 21,1% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- Redução de 1,0% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 7,8% (R\$ 48 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

4.6) EBITDA

No 2T18, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.370 milhões, comparado a R\$ 1.027 milhões no 2T17, registrando um aumento de 33,3% (R\$ 342 milhões). No 1S18, o **EBITDA** atingiu R\$ 2.736 milhões, comparado a R\$ 2.223 milhões no 1S17, registrando um aumento de 23,1% (R\$ 513 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Lucro Líquido	450	123	265,5%	870	355	144,8%
Depreciação e Amortização	414	381		804	758	
Resultado Financeiro	246	418		553	854	
Imposto de Renda / Contribuição Social	260	105		509	255	
EBITDA	1.370	1.027	33,3%	2.736	2.223	23,1%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	54	129	-57,9%	121	289	-58,3%
Acréscimos e Multas Moratórias	63	69	-8,6%	133	143	-6,9%
Atualização de Créditos Fiscais	2	2	-8,6%	5	5	-3,9%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	13	-29,8%	18	26	-31,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	6	(1)	-	29	29	-0,6%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	12	3	328,9%	19	6	228,6%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	15	1	1231,3%	22	1	1874,2%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(11)	(13)	-10,8%	(23)	(27)	-16,0%
Outros	18	18	-2,9%	43	31	38,0%
Total	169	223	-24,1%	366	503	-27,2%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(338)	(442)	-23,5%	(682)	(928)	-26,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(44)	(154)	-71,8%	(163)	(338)	-51,9%
(-) Juros Capitalizados	7	10	-34,0%	13	34	-62,5%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	2	(23)	-	(3)	(50)	-95,0%
Uso do Bem Público - UBP	(5)	(0)	1831,3%	(8)	(4)	134,0%
Outros	(37)	(30)	21,3%	(77)	(72)	6,9%
Total	(415)	(641)	-35,3%	(919)	(1.358)	-32,3%
Resultado Financeiro	(246)	(418)	-41,3%	(553)	(854)	-35,2%

No 2T18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 246 milhões, uma redução de 41,2% (R\$ 172 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 418 milhões, registrada no 2T17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 24,1% (R\$ 54 milhões), passando de R\$ 223 milhões no 2T17 para R\$ 169 milhões no 2T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 57,9% (R\$ 75 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (ii) Redução de 8,6% (R\$ 6 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Redução de 29,8% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aumento de 1231,3% (R\$ 14 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
- (v) Aumento de 328,9% (R\$ 9 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
- (vi) Variação de R\$ 7 milhões nas **atualizações monetárias e cambiais**, passando de uma despesa de R\$ 1 milhão no 2T17 para uma receita de R\$ 6 milhões no 2T18, devido às reduções: (a) de R\$ 7 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) de R\$ 18 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais; parcialmente compensadas pela variação de R\$ 17 milhões com o derivativo *zero-cost collar*¹, passando de um ganho de R\$ 10

¹ Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

milhões no 2T17 para uma perda de R\$ 7 milhões no 2T18;

- (vii) Redução de 10,8% (R\$ 1 milhão) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita);
 - (viii) Aumento de R\$ 1 milhão em **outras receitas financeiras**;
- Despesas Financeiras: redução de 35,3% (R\$ 226 milhões), passando de R\$ 641 milhões no 2T17 para R\$ 415 milhões no 2T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 71,8% (R\$ 111 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 55 milhões);
 - (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 41 milhões);
 - (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 15 milhões);
 - (ii) Redução de 23,5% (R\$ 104 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
 - (iii) Variação de R\$ 25 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 23 milhões no 2T17 para uma receita de R\$ 2 milhões no 2T18;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Aumento de 21,3% (R\$ 6 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (v) Aumento de 1831,3% (R\$ 4 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
 - (vi) Redução de 34,0% (R\$ 3 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa).

No 1S18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 553 milhões, uma redução de 35,2% (R\$ 301 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 854 milhões, registrada no 1S17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 27,2% (R\$ 137 milhões), passando de R\$ 503 milhões no 1S17 para R\$ 366 milhões no 1S18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 58,3% (R\$ 169 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (ii) Redução de 6,9% (R\$ 10 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Redução de 31,7% (R\$ 8 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Aumento de 1874,2% (R\$ 21 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (v) Aumento de 228,6% (R\$ 13 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vi) Aumento de 38,8% (R\$ 12 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (vii) Redução de 16,0% (R\$ 4 milhões) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita).
- Despesas Financeiras: redução de 32,3% (R\$ 438 milhões), passando de R\$ 1.358 milhões no 1S17 para R\$ 919 milhões no 1S18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 26,5% (R\$ 246 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
 - (ii) Redução de 51,9% (R\$ 175 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$

- 136 milhões); (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 33 milhões); e (c) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões);
- (iii) Redução de 95,0% (R\$ 48 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
Parcialmente compensado por:
- (iv) Redução de 62,5% (R\$ 21 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
- (v) Aumento de 134,0% (R\$ 5 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
- (vi) Aumento de 6,9% (R\$ 5 milhões) em **outras despesas financeiras**.

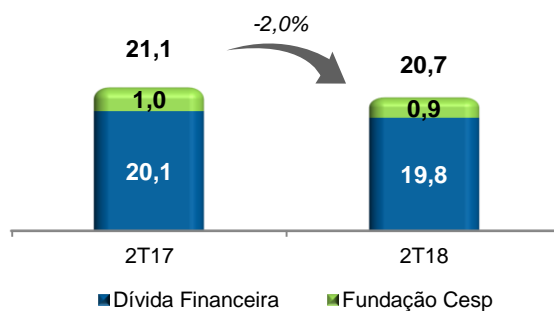
4.8) Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 450 milhões no 2T18, registrando um aumento de 265,5% (R\$ 327 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 123 milhões observado no 2T17. No 1S18, o **lucro líquido** foi de R\$ 870 milhões, registrando um aumento de 144,8% (R\$ 514 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 355 milhões observado no 1S17.

5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida (IFRS)

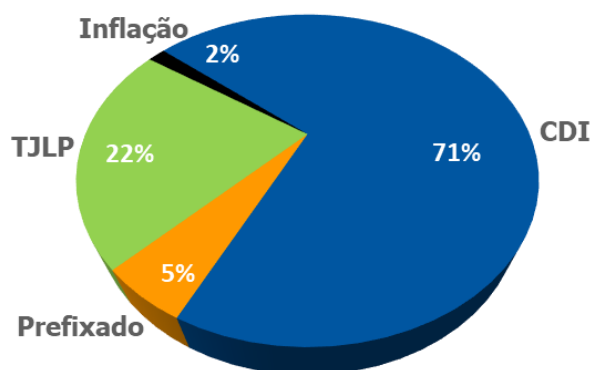
Dívida Financeira¹ - IFRS R\$ bilhões



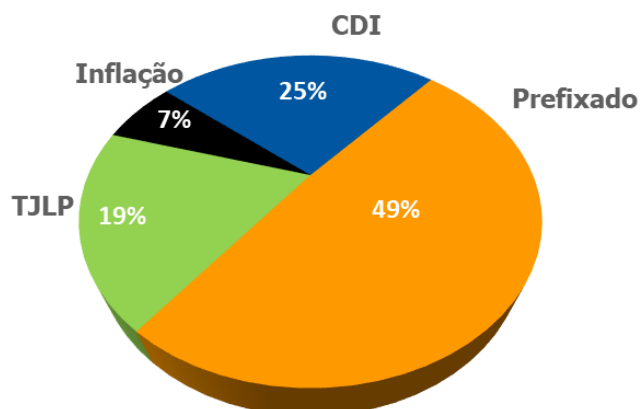
Nota: considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-*Hedge*¹ – 2T17 vs. 2T18

2T17



2T18



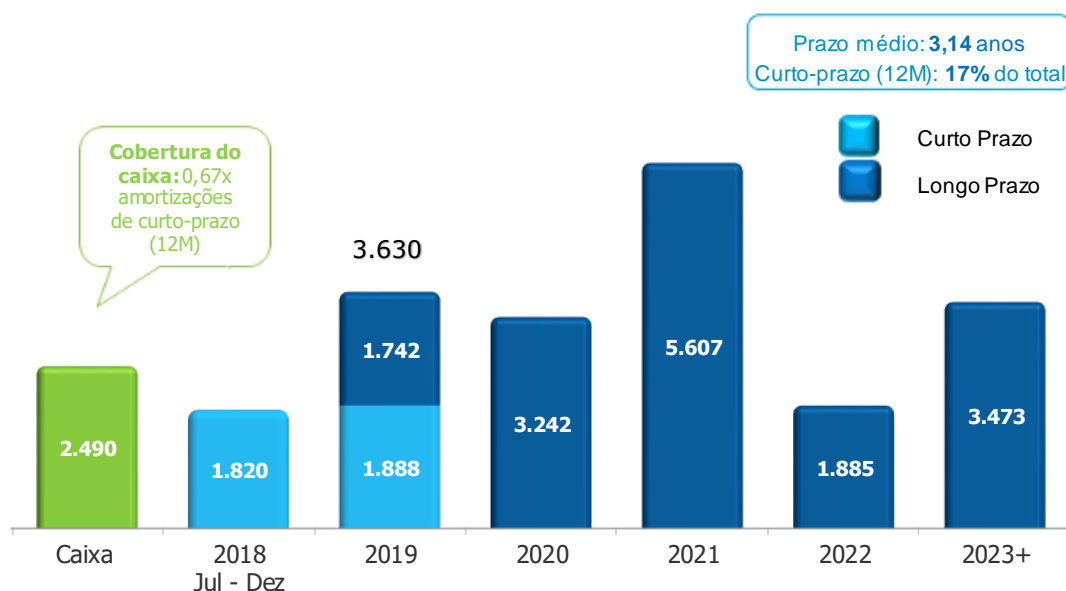
Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (23% do total no 2T18), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	2T18	2T17	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.839)	(20.120)	-1,4%
(+) Disponibilidades	2.490	4.316	-42,3%
(=) Dívida Líquida	(17.348)	(15.804)	9,8%

5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Jun/18)

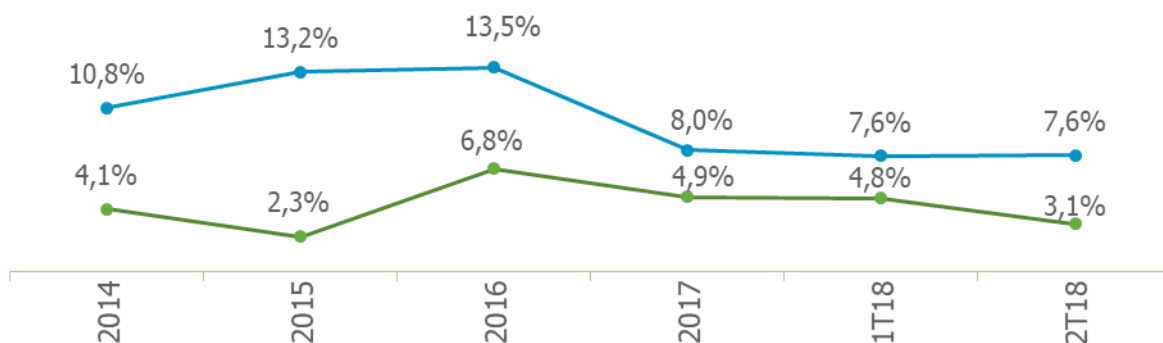
A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, desde o início de 2018, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2019 e 2020.



- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 19.658 milhões. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 19.839 milhões, faz-se a inclusão de encargos e o efeito de marcação a mercado (MTM) e custos com captação;
- 2) Curto Prazo (julho de 2018 – junho de 2019) = R\$ 3.708 milhões.

A posição de caixa ao final do 2T18 possuía índice de cobertura de **0,67x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2019. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,14** anos.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério em IFRS

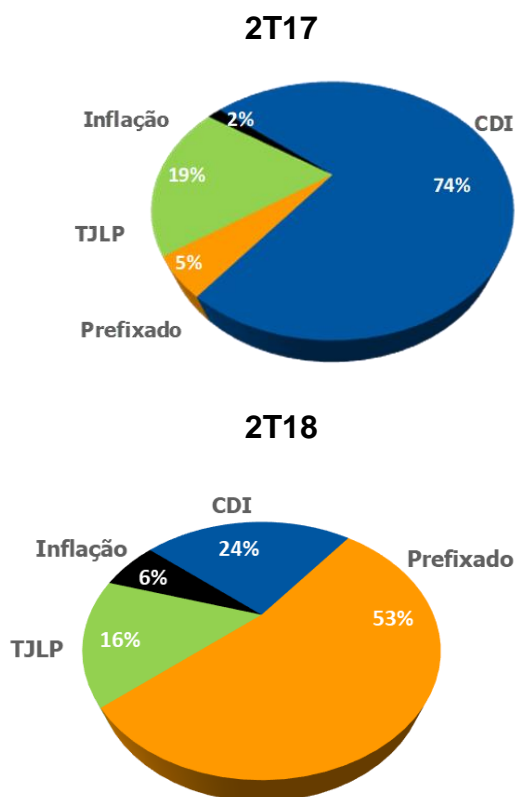


Nota: a partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 2T17 vs. 2T18



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26% do total), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No 2T18, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 15.652 milhões**, um aumento de **15,0%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T17, no montante de **R\$ 13.613 milhões**.

Critério <i>Covenants</i> R\$ Milhões	2T18	2T17	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.822)	(17.864)	-0,2%
(+) Disponibilidades	2.170	4.251	-48,9%
(=) Dívida Líquida	(15.652)	(13.613)	15,0%
EBITDA <i>Proforma</i> ²	5.041	4.151	21,4%
Dívida Líquida / EBITDA	3,11	3,28	-5,3%

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

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

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA *Pro forma* os ativos e passivos regulatórios e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 15.652 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 5.041 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 2T18 alcançou **3,11x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Distribuição	346	440	-21,4%	712	788	-9,5%
Geração - Convencional	2	1	61,6%	4	2	107,3%
Geração - Renováveis	60	238	-74,7%	104	521	-80,0%
Comercialização	1	1	-61,4%	1	2	-11,5%
Serviços e Outros ¹	13	14	-11,6%	26	27	-3,0%
Subtotal	422	696	-39,4%	848	1.339	-36,7%
Transmissão	0	2	-89,4%	0	40	-98,9%
Total	422	698	-39,5%	848	1.379	-38,5%

Nota:

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

No 2T18, foram realizados investimentos de R\$ 422 milhões, uma redução de 39,4%, comparado ao 2T17. Já no 1S18, foram realizados investimentos de R\$ 848 milhões, uma redução de 38,5%. Os investimentos em transmissão, relacionados basicamente à CPFL Transmissão Morro Agudo, de acordo com o IFRIC 12, estão registrados como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante).

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

Distribuição:

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

(ii) Geração:

- a. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos Previstos

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

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹

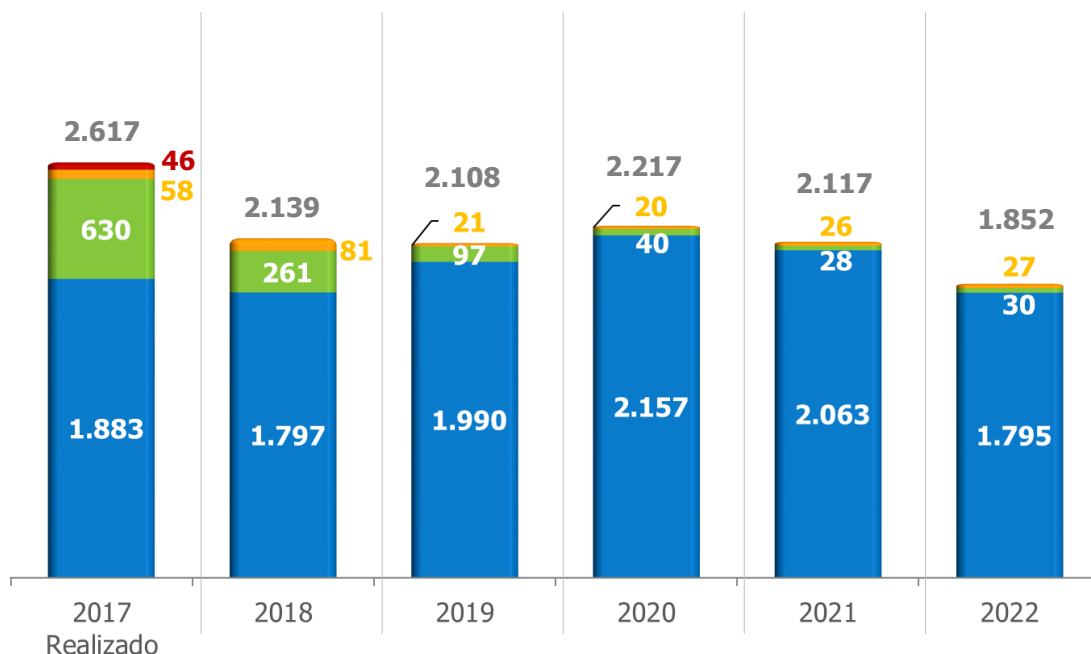
Total: R\$ 10.432 milhões

Distribuição²: R\$ 9.802 milhões

Geração³: R\$ 455 milhões

Comercialização & Serviços: R\$ 176 milhões

Transmissão



Notas:

1) Moeda constante;

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

3) Convencional + Renováveis.

7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

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

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

O Conselho de Administração propôs a distribuição de R\$ 280 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 0,275259517 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2017. Esta proposta foi aprovada na Assembleia Geral Ordinária (AGO) realizada em 27 de abril de 2018.

A CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado, por meio de um Aviso aos Acionistas divulgado em 27 de abril de 2018, que a Assembleia Geral Ordinária, realizada naquela data, deliberou declarar “Dividendo” a ser imputado ao dividendo obrigatório do exercício de 2017, conforme segue:

(i) Valor: o valor do dividendo a ser distribuído é de R\$ 280.190.721,14 (duzentos e oitenta milhões, cento e noventa mil, setecentos e vinte e um reais e quatorze centavos), equivalentes a R\$ 0,275259517 por ação ordinária;

(ii) “Ex-dividendo”: têm direito ao Dividendo os acionistas detentores de ações em 27 de abril de 2018, e a partir de 30 de abril de 2018 as ações passaram a ser negociadas ex-dividendo, tanto na B3, como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE);

(iii) Pagamento: o pagamento foi efetuado em 26 de junho de 2018.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia destinou R\$ 747 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

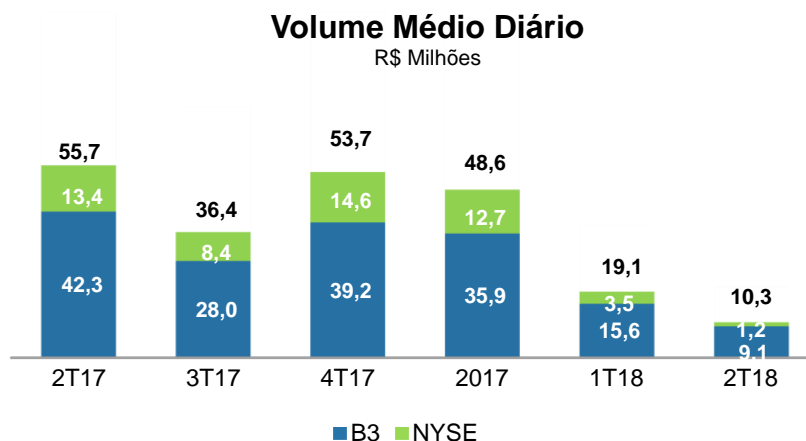
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/06/2018	R\$ 21,67	38.562	72.763	30/06/2018	\$ 11,08	18.614	24.271
31/03/2018	R\$ 24,91	41.445	85.366	31/03/2018	\$ 15,00	25.170	24.103
30/06/2017	R\$ 26,51	38.095	62.899	30/06/2017	\$ 15,95	19.138	21.350
Var. Tri	-13,0%	-7,0%	-14,8%	Var. Tri	-26,1%	-26,0%	0,7%
Var. 12M	-18,3%	1,2%	15,7%	Var. 12M	-30,5%	-2,7%	13,7%

Em 30 de junho de 2018, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 21,67 por ação na B3 e US\$ 11,08 por ADR na NYSE, uma desvalorização no trimestre de 13,0% e 26,1%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, a desvalorização foi de 18,3% na B3 e 30,5% por ADR na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 2T18 foi de R\$ 10,3 milhões, sendo R\$ 9,1 milhões na B3 e R\$ 1,2 milhão na NYSE, representando uma redução de 81,6% em relação ao 2T17. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 63,3%.



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

9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

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

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

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

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

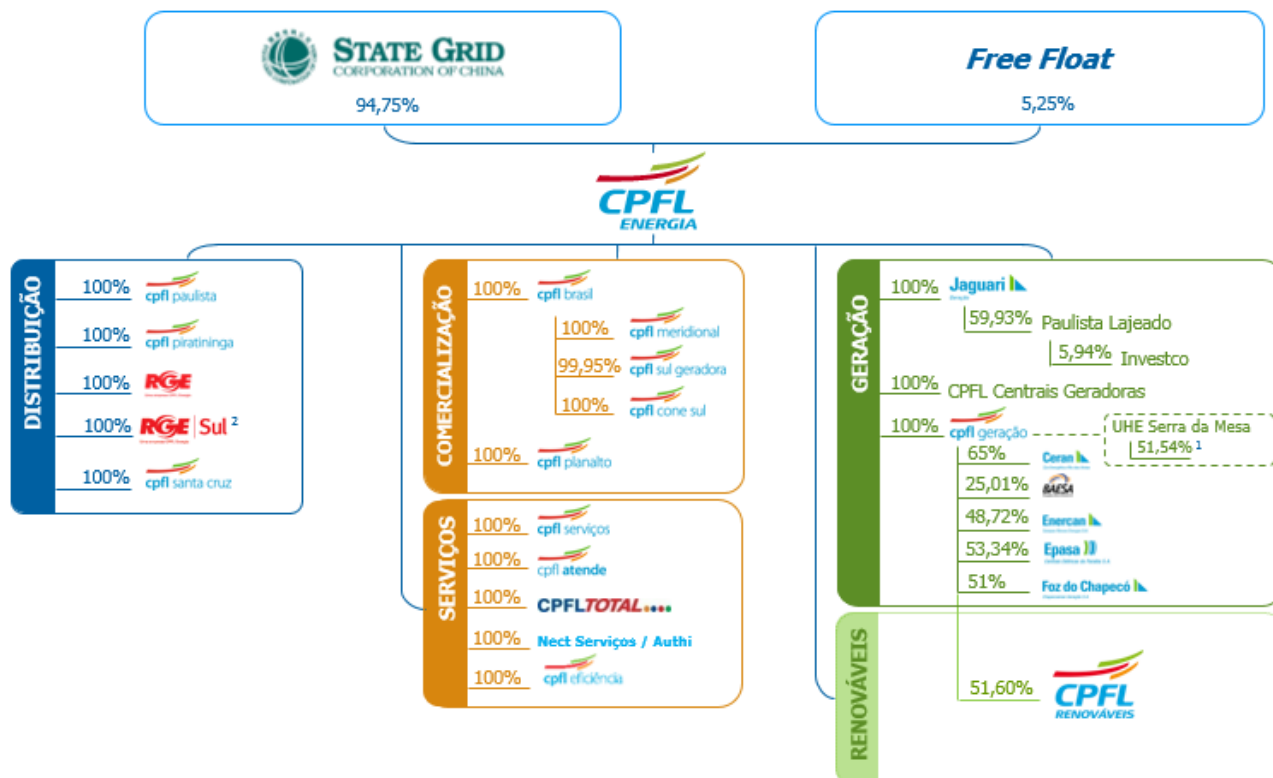
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 7 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley* (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

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

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

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



Base: 30/06/2018

Notas:

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

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

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	9.051	7.793	16,1%	17.381	15.325	13,4%
Receita Operacional Líquida	5.641	4.737	19,1%	10.842	9.196	17,9%
Custo com Energia Elétrica	(3.873)	(3.154)	22,8%	(7.324)	(5.961)	22,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.208)	(1.307)	-7,6%	(2.346)	(2.506)	-6,4%
Resultado do Serviço	560	276	102,7%	1.172	729	60,9%
EBITDA⁽¹⁾	768	452	69,6%	1.560	1.078	44,7%
Resultado Financeiro	(47)	(166)	-71,9%	(151)	(347)	-56,4%
Lucro Antes da Tributação	514	111	363,7%	1.021	381	167,6%
Lucro Líquido	324	58	456,5%	644	224	188,2%

Nota:

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

11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 2T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 481 milhões, uma variação de R\$ 111 milhões na comparação com o 2T17, quando foram contabilizados R\$ 369 milhões em **ativos financeiros setoriais**. No 1S18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 854 milhões, uma variação de R\$ 1.050 milhões na comparação com o 1S17, quando foram contabilizados R\$ 196 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 30 de junho de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.094 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 596 milhões em 31 de março de 2018 e a um saldo negativo de R\$ 1.254 milhões em 30 de junho de 2017.

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

11.1.1.2) Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	7.218	6.003	20,2%	14.168	12.959	9,3%
Energia Elétrica de Curto Prazo	260	537	-51,6%	375	749	-50,0%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	370	459	-19,4%	740	837	-11,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	481	369	30,2%	854	(196)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	378	314	20,3%	754	738	2,2%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	139	(49)	-	203	-	-
Outras Receitas e Rendas	206	160	28,6%	285	238	19,9%
Total	9.051	7.793	16,1%	17.381	15.325	13,4%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.477)	(1.265)	16,8%	(2.878)	(2.711)	6,2%
PIS e COFINS	(799)	(673)	18,8%	(1.534)	(1.343)	14,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(922)	(784)	17,6%	(1.819)	(1.614)	12,7%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(51)	(42)	21,1%	(99)	(83)	19,8%
PROINFA	(38)	(43)	-10,8%	(73)	(87)	-15,3%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(116)	(244)	-52,5%	(123)	(281)	-56,1%
Outros	(6)	(5)	15,9%	(11)	(11)	8,2%
Total	(3.410)	(3.056)	11,6%	(6.539)	(6.129)	6,7%
Receita Operacional Líquida	5.641	4.737	19,1%	10.842	9.196	17,9%

No 2T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.051 milhões, um aumento de 16,1% (R\$ 1.258 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 20,2% (R\$ 1.215 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2T17 e 2T18 (destaque para os aumentos médios de 16,90% na CPFL Paulista e de 22,47% na RGE Sul, em abril de 2018, e de 17,28% na CPFL Piratininga, em outubro de 2017); e (ii) do aumento de 4,0% nas vendas na área de concessão;
- Variação de R\$ 187 milhões na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, passando de uma despesa de R\$ 49 milhões no 2T17 para uma receita de R\$ 139 milhões no 2T18;
- Aumento de 30,2% (R\$ 111 milhões) nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Aumento de 20,3% (R\$ 64 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Aumento de 28,6% (R\$ 46 milhões) em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 51,6% (R\$ 277 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 19,4% (R\$ 89 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.410 milhões no 2T18, representando um aumento de 11,6% (R\$ 354 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 16,8% (R\$ 213 milhões) no ICMS;
- Aumento de 17,6% (R\$ 138 milhões) na CDE;
- Aumento de 18,8% (R\$ 126 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 21,1% (R\$ 9 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 15,9% (R\$ 1 milhão) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 52,5% (R\$ 128 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;

- Redução de 10,8% (R\$ 5 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.641 milhões no 2T18, representando um aumento de 19,1% (R\$ 905 milhões).

No 1S18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 17.381 milhões, um aumento de 13,4% (R\$ 2.056 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 9,3% (R\$ 1.210 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 1S17 e 1S18; e (ii) do aumento de 3,4% nas vendas na área de concessão;
- Variação de R\$ 1.050 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 196 milhões no 1S17 para um ativo financeiro setorial de R\$ 854 milhões no 1S18;
- Receita de R\$ 203 milhões no 1S18 na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Aumento de 19,9% (R\$ 47 milhões) em Outras Receitas e Rendas;
- Aumento de 2,2% (R\$ 17 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);

Parcialmente compensada por:

- Redução de 50,0% (R\$ 374 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 11,6% (R\$ 97 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 6.539 milhões no 1S18, representando um aumento de 6,7% (R\$ 409 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 12,7% (R\$ 205 milhões) na CDE;
- Aumento de 14,2% (R\$ 191 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 6,2% (R\$ 167 milhões) no ICMS;
- Aumento de 19,8% (R\$ 16 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 8,2% (R\$ 1 milhão) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 56,1% (R\$ 158 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Redução de 15,3% (R\$ 13 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 10.842 milhões no 1S18, representando um aumento de 17,9% (R\$ 1.646 milhões).

11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	716	610	17,4%	1.275	1.168	9,1%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	241	76	217,2%	1.667	154	981,8%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.574	2.578	-0,2%	3.619	4.842	-25,3%
Crédito de PIS e COFINS	(318)	(301)	5,6%	(583)	(568)	2,6%
Total	3.213	2.963	8,5%	5.977	5.596	6,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	557	228	144,1%	1.105	456	142,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	65	16	318,4%	128	31	318,0%
Encargos de Conexão	36	27	33,3%	66	54	21,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	7	6	16,1%	13	13	0,0%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(7)	(66)	-89,2%	40	(149)	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	69	-	-	135	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(67)	(20)	228,8%	(139)	(39)	252,7%
Total	660	191	246,4%	1.347	365	269,2%
Custo com Energia Elétrica	3.873	3.154	22,8%	7.324	5.961	22,9%

No 2T18, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 3.873 milhões, representando um aumento de 22,8% (R\$ 720 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 3.213 milhões no 2T18, o que representa um aumento de 8,5% (R\$ 250 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 217,2% (R\$ 165 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;
 - (ii) Aumento de 17,4% (R\$ 106 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 24,3% no preço médio de compra (de R\$ 208,50/MWh no 2T17 para R\$ 259,09/MWh no 2T18), parcialmente compensado pela redução de 5,5% (161 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 5,6% (R\$ 17 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iv) Redução de 0,2% (R\$ 4 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido à redução de 11,8% (1.350 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 13,2% no preço médio de compra (de R\$ 225,25/MWh no 2T17 para R\$ 254,93 MWh no 2T18).
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 660 milhões no 2T18, o que representa um aumento de 246,4% (R\$ 469 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 144,1% (R\$ 329 milhões) nos **encargos de rede básica**;
 - (ii) Despesa de R\$ 69 milhões no 2T18, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
 - (iii) Variação de R\$ 59 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS** (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 66 milhões no 2T17 para uma receita de R\$ 7 milhões no 2T18;
 - (iv) Aumento de 318,4% (R\$ 50 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
 - (v) Aumento de 33,3% (R\$ 9 milhões) nos **encargos de conexão**;

- (vi) Aumento de 16,1% (R\$ 1 milhão) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;
Parcialmente compensados por:
- (vii) Aumento de 228,8% (R\$ 47 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir dos encargos.

No 1S18, 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\$ 7.324 milhões, representando um aumento de 22,9% (R\$ 1.363 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 5.977 milhões no 1S18, o que representa um aumento de 6,8% (R\$ 381 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 981,8% (R\$ 1.513 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;
 - (ii) Aumento de 9,1% (R\$ 107 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 15,7% no preço médio de compra (de R\$ 200,22/MWh no 1S17 para R\$ 231,60/MWh no 1S18), parcialmente compensado pela redução de 5,7% (330 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Redução de 25,3% (R\$ 1.223 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido às reduções de 2,1% no preço médio de compra (de R\$ 207,76/MWh no 1S17 para R\$ 203,41 MWh no 1S18) e de 23,7% (5.516 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iv) Aumento de 2,6% (R\$ 15 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 1.347 milhões no 1S18, o que representa um aumento de 269,2% (R\$ 982 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 142,7% (R\$ 650 milhões) nos **encargos de rede básica**;
 - (ii) Variação de R\$ 188 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma receita de R\$ 149 milhões no 1S17 para uma despesa de R\$ 40 milhões no 1S18;
 - (iii) Despesa de R\$ 135 milhões no 1S18, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
 - (iv) Aumento de 318,0% (R\$ 97 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
 - (v) Aumento de 21,2% (R\$ 11 milhões) nos **encargos de conexão**;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Aumento de 252,7% (R\$ 99 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir dos encargos.

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.208 milhões no 2T18, comparado a R\$ 1.307 milhões no 2T17, uma redução de 7,6% (R\$ 99 milhões). No 1S18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.346 milhões, comparado a R\$ 2.506 milhões no 1S17, uma redução de 6,4% (R\$ 161 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T18	2T17	Variação		1S18	1S17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(231)	(230)	(1)	0,4%	(455)	(454)	(1)	0,2%
Material	(42)	(42)	(0)	0,3%	(82)	(81)	(1)	1,4%
Serviços de Terceiros	(210)	(212)	2	-1,1%	(416)	(407)	(10)	2,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(126)	(161)	35	-21,6%	(220)	(323)	102	-31,7%
<i>PDD</i>	(42)	(39)	(3)	7,0%	(68)	(86)	18	-21,0%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(29)	(55)	26	-47,4%	(40)	(101)	60	-59,9%
<i>Outros</i>	(55)	(66)	11	-16,9%	(112)	(136)	24	-17,4%
Total PMSO Reportado	(608)	(644)	36	-5,6%	(1.173)	(1.263)	90	-7,1%

No 2T18, o **PMSO** atingiu R\$ 608 milhões, uma redução de 5,6% (R\$ 36 milhões), comparado a R\$ 644 milhões no 2T17.

Pessoal - aumento de 0,4% (R\$ 1 milhão);

Material - aumento de 0,3% (R\$ 0.1 milhão);

Serviços de terceiros - redução de 1,1% (R\$ 2 milhões), devido principalmente às reduções nos seguintes itens: outros serviços terceirizados (R\$ 10 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 4 milhões) e reaviso, corte e religação (R\$ 3 milhões); parcialmente compensadas pelos aumentos em serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 4 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), serviços terceirizados (R\$ 2 milhões) e transportes (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - redução de 21,6% (R\$ 35 milhões), devido às reduções nos seguintes itens: (a) despesas legais e judiciais (R\$ 26 milhões), (b) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 9 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas e (c) outros custos/despesas (R\$ 2 milhões); parcialmente compensadas pelo aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 3 milhões).

No 1S18, o **PMSO** atingiu R\$ 1.173 milhões, uma redução de 7,1% (R\$ 90 milhões), comparado a R\$ 1.263 milhões no 1S17.

Pessoal - aumento de 0,2% (R\$ 1 milhão);

Material - aumento de 1,4% (R\$ 1 milhão);

Serviços de terceiros - aumento de 2,4% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 11 milhões), poda de árvores (R\$ 7 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 5 milhões), serviços terceirizados (R\$ 4 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 2 milhões) e transportes (R\$ 2 milhões); parcialmente compensados pelas reduções em outros serviços terceirizados (R\$ 12 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 5 milhões), reaviso, corte e religação (R\$ 3 milhões) e *Call Center* (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - redução de 31,7% (R\$ 102 milhões), devido às reduções

nos seguintes itens: (a) despesas legais e judiciais (R\$ 60 milhões), (b) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 27 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas e (c) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 18 milhões); parcialmente compensadas pelo aumento em outros custos/despesas (R\$ 3 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 2T18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 599 milhões, comparado a R\$ 662 milhões no 2T17, registrando uma redução de 9,5% (R\$ 63 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Redução de 19,4% (R\$ 89 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 370 milhões no 2T18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) Redução de 20,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- (iii) Redução de 7,8% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 20,2% (R\$ 32 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

No 1S18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.172 milhões, comparado a R\$ 1.243 milhões no 1S17, registrando uma redução de 5,7% (R\$ 70 milhões), com as variações abaixo:

- (v) Redução de 11,6% (R\$ 97 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 370 milhões no 1S18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (vi) Redução de 21,0% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- (vii) Redução de 7,8% (R\$ 2 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
Parcialmente compensados por:
- (viii) Aumento de 12,7% (R\$ 41 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 768 milhões no 2T18, comparado a R\$ 452 milhões no 2T17, um aumento de 69,6% (R\$ 315 milhões). No 1S18, o **EBITDA** totalizou R\$ 1.560 milhões, comparado a R\$ 1.078 milhões no 1S17, um aumento de 44,7% (R\$ 482 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Lucro Líquido	324	58	456,5%	644	224	188,2%
Depreciação e Amortização	207	176		388	350	
Resultado Financeiro	47	166		151	347	
IR/CS	190	53		377	158	
EBITDA	768	452	69,6%	1.560	1.078	44,7%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	14	69	-80,4%	38	148	-74,3%
Acréscimos e Multas Moratórias	63	69	-8,4%	131	141	-6,8%
Atualização de Créditos Fiscais	2	1	87,0%	3	2	77,4%
Atualização de Depósitos Judiciais	8	13	-35,9%	17	26	-34,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	11	5	136,0%	29	18	61,4%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	12	3	328,9%	19	6	228,6%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	15	1	1231,2%	22	1	1874,2%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(10)	-8,9%	(18)	(20)	-11,5%
Outros	7	13	-44,3%	18	20	-9,9%
Total	122	163	-25,0%	259	340	-24,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(148)	(169)	-12,5%	(293)	(348)	-16,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(6)	(120)	-95,4%	(81)	(248)	-67,4%
(-) Juros Capitalizados	4	4	-10,2%	8	9	-14,7%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	2	(23)	-	(3)	(50)	-95,0%
Outros	(21)	(21)	2,0%	(42)	(50)	-16,3%
Total	(169)	(329)	-48,6%	(410)	(688)	-40,4%
Resultado Financeiro	(47)	(166)	-71,9%	(151)	(347)	-56,4%

No 2T18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 47 milhões, uma redução de 71,9% (R\$ 119 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 25,0% (R\$ 41 milhões), passando de R\$ 163 milhões no 2T17 para R\$ 122 milhões no 2T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 80,4% (R\$ 56 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Redução de 8,4% (R\$ 6 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Redução de 44,3% (R\$ 6 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (iv) Redução de 35,9% (R\$ 5 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- Parcialmente compensados por:
 - (v) Aumento de 1231,2% (R\$ 14 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (vi) Aumento de 328,9% (R\$ 9 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vii) Aumento de 136,0% (R\$ 6 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao aumento de R\$ 7 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores, parcialmente compensado pela redução de R\$ 1 milhão em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (viii) Aumento de 87,0% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (ix) Redução de 8,9% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita).
- Despesa Financeira: redução de 48,6% (R\$ 160 milhões), passando de R\$ 329 milhões no 2T17 para R\$ 169 milhões no 2T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 95,4% (R\$ 114 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 96 milhões);
 - (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 15 milhões);
 - (c) a outras

- atualizações monetárias e cambiais (R\$ 3 milhões);
- (ii) Variação de R\$ 25 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 23 milhões no 2T17 para uma despesa de R\$ 2 milhões no 2T18;
 - (iii) Redução de 12,5% (R\$ 21 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**.

No 1S18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 151 milhões, uma redução de 56,4% (R\$ 196 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 24,0% (R\$ 82 milhões), passando de R\$ 340 milhões no 1S17 para R\$ 259 milhões no 1S18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 74,3% (R\$ 110 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Redução de 6,8% (R\$ 10 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iii) Redução de 34,8% (R\$ 9 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (iv) Redução de 9,9% (R\$ 2 milhões) em **outras receitas financeiras**;Parcialmente compensados por:
 - (v) Aumento de 1874,2% (R\$ 21 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (vi) Aumento de 228,6% (R\$ 13 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vii) Aumento de 61,4% (R\$ 11 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido aos aumentos: (a) de R\$ 10 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
 - (viii) Redução de 11,5% (R\$ 2 milhões) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita);
 - (ix) Aumento de 77,4% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**.

- Despesa Financeira: redução de 40,4% (R\$ 278 milhões), passando de R\$ 688 milhões no 1S17 para R\$ 410 milhões no 1S18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 67,4% (R\$ 167 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 173 milhões); e (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões); parcialmente compensada por (c) outras atualizações monetárias e cambiais (R\$ 13 milhões);
 - (ii) Redução de 16,0% (R\$ 56 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (iii) Redução de 95,0% (R\$ 48 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
 - (iv) Redução de 16,3% (R\$ 8 milhões) em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 14,7% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa).

11.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 324 milhões no 2T18, comparado a R\$ 58 milhões no 2T17, um aumento de 456,5% (R\$ 266 milhões). No 1S18, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 644 milhões, comparado a R\$ 224 milhões no 1S17, um aumento de 188,2% (R\$ 421 milhões).

11.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

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

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2019	5º CRTP
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2023	5º CRTP
RGE Sul	A cada 5 anos	Abril de 2023	5º CRTP
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP

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

Reajuste tarifário anual ocorrido em outubro de 2017

	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.314
Reajuste	7,69%
Parcela A	6,78%
Parcela B	-0,45%
Componentes Financeiros	1,37%
Efeito para o consumidor	17,28%
Data de entrada em vigor	23/10/2017

Reajustes tarifários anuais ocorridos em março de 2018¹

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

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

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE
Resolução Homologatória	2.381	2.385	2.401
Reajuste	12,68%	18,44%	21,27%
Parcela A	5,53%	6,79%	6,11%
Parcela B	3,14%	4,77%	9,45%
Componentes Financeiros	4,01%	6,88%	5,71%
Efeito para o consumidor	16,90%	22,47%	20,58%
Data de entrada em vigor	08/04/2018	19/04/2018	19/06/2018

4º Ciclo de Revisão Tarifária	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE
Data	abr/18	abr/18	jun/18
Base de Remuneração Bruta (A)	9.457	3.605	4.374
Taxa de Depreciação (B)	3,72%	3,87%	3,74%
QRR (C = A x B)	352	140	164
Base de Remuneração Líquida (D)	5.193	2.389	3.032
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	637	290	372
Obrigações Especiais (G)	45	5	8
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	1.033	435	543
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	1.245	438	523
Parcela B (J = H + I)	2.278	872	1.066
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	0,96%	0,98%	1,07%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	-0,17%	-0,71%	0,05%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	2.260	870	1.054
Outras Receitas (N)	88	19	28
Parcela B Ajustada (O = M - N)	2.172	851	1.026
Parcela A (P)	7.785	2.653	2.816
Receita Requerida (Q = O + P)	9.957	3.504	3.842

CPFL Paulista

Em 3 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora CPFL Paulista. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 16,90% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

RGE Sul

Em 17 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE Sul. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 22,47% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

RGE

Em 19 de junho de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 20,58% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

11.1.3) Indicadores Operacionais

DEC e FEC

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

Distribuidora	Indicadores DEC e FEC													
	DEC (horas)							FEC (interrupções)						
	2014	2015	2016	2017	1T18	2T18	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	1T18	2T18	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6,92	7,76	7,62	7,14	6,90	6,50	7,38	4,87	4,89	5,00	4,94	4,76	4,46	6,33
CPFL Piratininga	6,98	7,24	8,44 ²	6,97	6,37	5,93	6,74	4,19	4,31	3,97 ²	4,45	4,13	3,61	5,82
RGE	18,77	15,98	14,44	14,16	13,74	13,46	11,48	9,14	8,33	7,56	7,74	7,09	6,71	8,50
RGE Sul	17,75	19,11	19,45	15,58	15,30	15,54	10,79	8,87	8,42	9,41	7,62	7,05	6,51	8,30
CPFL Santa Cruz - Agrupamento				6,13	5,80	5,61	8,75				5,04	5,26	4,98	7,88

Notas:

- Limite ANEEL 2018;
- Nas divulgações anteriores, reportamos um DEC de 6,97 e um FEC de 3,80 para a CPFL Piratininga em 2016. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas de DEC e FEC, de modo que corrigimos os valores, conforme demonstrado na tabela.

A RGE e a RGE Sul possuem planos de melhoria dos indicadores técnicos de DEC. Dentre as ações, fazem parte do plano para 2018, podas Rural, Troncal e Urbana, tratamento das maiores reincidências primárias, secundárias e de avarias, programação de serviços para a realização de ensaios e manutenções em subestações e linhas de transmissão, efetuar inspeções de termovisão e ultrassom em redes de distribuição, subestações e linhas de transmissão. Além disso, fazem parte do plano de manutenção, melhorias e ampliações da estrutura existente, com a previsão de trocas de postes, adequação de capacidade, modernização de subestações, e instalação de equipamentos de telecomando e controle. Este plano faz parte de uma melhoria contínua que já está em desenvolvimento. Aliado com os vultuosos investimentos que estão sendo realizados, já se observa a redução significativa dos mesmos.

Já o indicador FEC foi mantido abaixo do limite regulatório em todas as empresas, refletindo a eficácia das manutenções realizadas e os constantes investimentos em melhorias e modernizações realizadas pela CPFL.

Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Perdas Técnicas						Perdas Não-Técnicas						Perdas Totais					
	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	ANEEL ²	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	ANEEL ²	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	ANEEL ²
CPFL Energia	6,25%	6,26%	6,28%	6,22%	6,21%	6,32%	2,83%	3,00%	2,84%	2,61%	2,77%	1,92%	9,08%	9,26%	9,12%	8,83%	8,99%	8,24%
CPFL Paulista	5,90%	5,86%	5,87%	5,78%	5,76%	6,32%	3,54%	3,67%	3,44%	3,16%	3,30%	1,98%	9,45%	9,53%	9,31%	8,93%	9,07%	8,30%
CPFL Piratininga	5,32%	5,38%	5,48%	5,50%	5,54%	5,52%	2,32%	2,35%	2,19%	2,22%	2,41%	1,43%	7,65%	7,73%	7,67%	7,72%	7,95%	6,95%
RGE	7,57%	7,62%	7,64%	7,42%	7,29%	6,76%	1,65%	1,80%	1,63%	1,38%	1,54%	2,52%	9,22%	9,41%	9,27%	8,79%	8,83%	9,28%
RGE Sul	6,92%	6,98%	7,03%	7,19%	7,29%	6,74%	3,13%	3,63%	3,65%	3,06%	3,25%	2,15%	10,05%	10,61%	10,68%	10,25%	10,54%	8,90%
Nova CPFL Santa Cruz	7,53%	7,49%	7,39%	7,24%	7,13%	7,14%	0,94%	1,29%	1,19%	1,41%	1,67%	0,44%	8,48%	8,78%	8,59%	8,65%	8,79%	7,59%

Notas:

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

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,99% no 2T18, comparado a 8,83% no 1T18, um aumento de 0,16 p.p. Se comparado ao 2T17 (9,08%), houve uma redução de 0,09 p.p.

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT ¹	Perdas Não-Técnicas sobre BT					
	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	ANEEL ²
CPFL Paulista	8,36%	8,68%	8,12%	7,76%	8,09%	5,78%
CPFL Piratininga	6,40%	6,49%	6,05%	6,17%	6,71%	3,90%
RGE	4,04%	4,43%	4,01%	3,47%	3,87%	6,36%
RGE Sul	7,14%	8,33%	8,33%	7,06%	7,51%	4,90%
Nova CPFL Santa Cruz	2,07%	2,85%	2,62%	3,10%	3,69%	0,96%

Nota:

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

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Líquida	843	763	10,4%	1.553	1.384	12,2%
EBITDA⁽¹⁾	31	35	-11,0%	39	75	-48,6%
Resultado Líquido	16	18	-10,5%	16	35	-55,0%

Nota:

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

Receita Operacional

No 2T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 843 milhões, representando um aumento de 10,4% (R\$ 80 milhões).

No 1S18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 1.553 milhões, representando um aumento de 12,2% (R\$ 169 milhões).

EBITDA

No 2T18, o EBITDA foi de R\$ 31 milhões, comparado a R\$ 35 milhões no 2T17, uma redução de 11,0% (R\$ 4 milhões).

No 1S18, o EBITDA foi de R\$ 39 milhões, comparado a R\$ 75 milhões no 1S17, uma redução de 48,6% (R\$ 37 milhões).

Lucro Líquido

No 2T18, o lucro líquido foi de R\$ 16 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 18 milhões no 2T17, uma redução de 10,5% (R\$ 2 milhões).

No 1S18, o lucro líquido foi de R\$ 16 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 35 milhões no 1S17, uma redução de 55,0% (R\$ 19 milhões).

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Líquida	128	117	8,7%	239	223	7,3%
EBITDA⁽¹⁾	25	22	11,1%	48	40	18,5%
Lucro Líquido	14	14	-5,0%	27	25	6,3%

Nota:

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

Receita Operacional

No 2T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 128 milhões, representando um aumento de 8,7% (R\$ 10 milhões).

No 1S18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 239 milhões, representando um aumento de 7,3% (R\$ 16 milhões).

EBITDA

No 2T18, o EBITDA foi de R\$ 25 milhões, comparado a R\$ 22 milhões no 2T17, um aumento de 11,1% (R\$ 3 milhões).

No 1S18, o EBITDA foi de R\$ 48 milhões, comparado a R\$ 40 milhões no 1S17, um aumento de 18,5% (R\$ 7 milhões).

Lucro Líquido

No 2T18, o lucro líquido foi de R\$ 14 milhões, uma redução de 5,0% em relação ao 2T17.

No 1S18, o lucro líquido foi de R\$ 27 milhões, comparado a R\$ 25 milhões no 1S17, um aumento de 6,3% (R\$ 2 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	297	318	-6,4%	605	643	-6,0%
Receita Operacional Líquida	271	290	-6,7%	552	589	-6,3%
Custo com Energia Elétrica	(17)	(28)	-39,9%	(35)	(50)	-29,2%
Custos e Despesas Operacionais	(54)	(67)	-20,1%	(107)	(159)	-32,5%
Resultado do Serviço	200	194	2,8%	409	380	7,6%
EBITDA	299	308	-2,9%	624	603	3,4%
Resultado Financeiro	(75)	(102)	-26,5%	(143)	(203)	-29,6%
Lucro Antes da Tributação	194	175	10,4%	421	340	23,7%
Lucro Líquido	155	144	7,6%	337	281	19,9%

Nota:

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

11.3.1.1) Receita Operacional

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

No 2T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 297 milhões, uma redução de 6,4% (R\$ 20 milhões) em relação ao 2T17. A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 271 milhões, registrando uma redução de 6,7% (R\$ 19 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Outras receitas operacionais: redução de R\$ 11 milhões, tendo como principal impacto a redução da receita com acordo de ressarcimento do GSF;
- Redução na garantia física da energia oriunda de Semesa em 5% (R\$ 7 milhões);
- Efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com a redução de R\$ 3 milhões na Receita com Construção de Infraestrutura;
- Redução de R\$ 1 milhão na receita com suprimento de energia das CPFL Centrais Geradoras;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 2,6% (R\$ 2 milhões) na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran).

No 1S18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 605 milhões, uma redução de 6,0% (R\$ 38 milhões) em relação ao 1S17. A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 552 milhões, registrando uma redução de 6,3% (R\$ 37 milhões). O principal fator que contribuiu para a redução da receita operacional líquida foi o efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com a redução de R\$ 41 milhões na Receita com Construção de Infraestrutura. Esse efeito foi parcialmente compensado pela variação em outras receitas operacionais, com um aumento de R\$ 3 milhões, tendo como principal impacto o reembolso do GSF relacionado a períodos anteriores.

11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

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

No 2T18, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 17 milhões, uma redução de 39,9% (R\$ 11 milhões) quando comparado ao 2T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 53,5% (R\$ 12 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Na CPFL Geração, redução do custo com compra de energia (R\$ 18 milhões), explicado principalmente pela redução no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa (R\$ 8 milhões), aliado ao ganho com ressarcimento do acordo do GSF (R\$ 11 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de R\$ 6 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada, aliado ao aumento no preço médio, ocasionado pela elevação do PLD.
- Aumento de 4,8% (R\$ 0,3 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de

Transmissão e Distribuição.

No 1S18, o custo com energia elétrica foi de R\$ 35 milhões, uma redução de 29,2% (R\$ 15 milhões) quando comparado ao 1S17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 41,2% (R\$ 15 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Na CPFL Geração, redução do custo com compra de energia (R\$ 25 milhões), explicado principalmente pela redução no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa, aliado ao ganho com ressarcimento do acordo do GSF;
 - (ii) Redução de R\$ 2 milhões no custo com energia da CPFL Centrais Geradoras;
 - Parcialmente compensados por:
 - (iii) Aumento de R\$ 8 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada, aliado ao aumento no preço médio, ocasionado pela elevação do PLD;
 - (iv) Aumento de R\$ 4 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado.
- Aumento de 4,3% (R\$ 1 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

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

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 54 milhões no 2T18, comparados a R\$ 67 milhões no 2T17, uma redução de 20,1% (R\$ 14 milhões). No 1S18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 107 milhões, comparados a R\$ 159 milhões no 1S17, uma redução de 32,5% (R\$ 52 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)			1S18	1S17	Variação %
	2T18	2T17	Variação %			
PMSO						
Pessoal	9	10	-12,3%	17	20	-12,6%
Material	1	1	-14,2%	1	1	4,0%
Serviços de Terceiros	6	9	-39,1%	10	15	-28,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	8	10	-16,7%	17	19	-9,9%
Prêmio do Risco do GSF	2	2	0,0%	4	4	-
Outros	7	8	-20,3%	13	15	-12,3%
Total PMSO	23	30	-22,1%	46	55	-15,6%

O item PMSO atingiu R\$ 23 milhões no 2T18, comparado a R\$ 30 milhões no 2T17, registrando uma redução de 22,1% (R\$ 7 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 12,3% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Pessoal;
- (ii) Redução de 14,2% (R\$ 0,1 milhão) nas despesas com Material;
- (iii) Redução de 39,1% (R\$ 4 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- (iv) Redução de 16,7 % (R\$ 2 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais.

No 1S18, o item PMSO atingiu R\$ 46 milhões, comparado a R\$ 55 milhões no 1S17, registrando uma redução de 15,6% (R\$ 9 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 12,6% (R\$ 3 milhões) nas despesas com Pessoal;
 - (ii) Redução de 28,7% (R\$ 4 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
 - (iii) Redução de 9,9% (R\$ 2 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais;
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 4,0% (R\$ 0,1 milhão) nas despesas com Material.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 31 milhões no 2T18, comparado a R\$ 38 milhões no 2T17, registrando uma redução de 18,4% (R\$ 7 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 97,6% (R\$ 7 milhões) em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);
- (ii) Redução de 24,9% (R\$ 0,1 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

No 1S18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 61 milhões, comparado a R\$ 104 milhões no 1S17, registrando uma redução de 41,3% (R\$ 43 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 99,4% (R\$ 43 milhões) em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);
- (ii) Redução de 24,9% (R\$ 0,3 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	2T18	2T17	Var. R\$	Var. %	1S18	1S17	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	(0)	2	(3)	100,0%	3	4	(1)	-25,1%
UHE Campos Novos	21	28	(7)	-26,2%	48	62	(14)	-22,7%
UHE Foz do Chapecó	29	35	(6)	-16,6%	60	60	(0)	-0,6%
UTE Epassa	19	18	2	9,2%	44	37	7	18,6%
Total	69	83	(14)	-17,1%	154	163	(9)	-5,3%

No 2T18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 69 milhões, comparado a R\$ 83 milhões

no 2T17, uma redução de 17,1% (R\$ 14 milhões).

No 1S18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 154 milhões, comparado a R\$ 163 milhões no 1S17, uma redução de 5,3% (R\$ 9 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	2T18	2T17	Var. R\$	Var. %	1S18	1S17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	53	64	(11)	-17,1%	146	153	(7)	-4,3%
Custos/Desp. Operacionais	(25)	(35)	11	-29,8%	(83)	(94)	11	-12,1%
Depreciação e Amortização	(5)	(4)	(0)	7,5%	(9)	(9)	(1)	7,5%
Resultado Financeiro	(2)	(2)	0	-12,9%	(3)	(3)	(0)	4,2%
IR/CS	(2)	(4)	1	-34,0%	0	(1)	1	-160,9%
Lucro Líquido	19	18	2	9,2%	44	37	7	18,6%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECO	2T18	2T17	Var. R\$	Var. %	1S18	1S17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	108	103	5	4,7%	215	207	7	3,5%
Custos/Desp. Operacionais	(25)	(19)	(6)	32,5%	(49)	(42)	(7)	17,4%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	(0)	0,3%	(32)	(32)	1	-2,0%
Resultado Financeiro	(32)	(11)	(22)	208,3%	(44)	(22)	(23)	106,0%
IR/CS	(15)	(18)	3	-16,0%	(12)	(15)	3	-19,1%
Lucro Líquido	29	35	(6)	-16,6%	60	60	(0)	-0,6%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	2T18	2T17	Var. R\$	Var. %	1S18	1S17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	15	16	(1)	-8,7%	31	30	1	2,9%
Custos/Desp. Operacionais	(10)	(8)	(2)	19,3%	(15)	(14)	(0)	2,8%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	0	-0,5%	(6)	(6)	0	0,0%
Resultado Financeiro	(5)	(1)	(5)	555,9%	(6)	(1)	(4)	301,5%
IR/CS	0	(1)	1	-111,7%	3	2	1	82,7%
Lucro Líquido	(0)	2	(3)	-113,8%	3	4	(1)	-25,1%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	2T18	2T17	Var. R\$	Var. %	1S18	1S17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	65	71	(6)	-8,3%	134	141	(7)	-5,2%
Custos/Desp. Operacionais	(22)	(24)	2	-7,2%	(37)	(38)	1	-2,1%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	-6,4%	(12)	(13)	1	-4,5%
Resultado Financeiro	(5)	2	(8)	-328,5%	(10)	5	(15)	-317,8%
IR/CS	(11)	(15)	4	-28,0%	(8)	(12)	4	-35,1%
Lucro Líquido	21	28	(7)	-26,2%	48	62	(14)	-22,7%

11.3.1.5) EBITDA

No 2T18, o **EBITDA** foi de R\$ 299 milhões, comparado a R\$ 308 milhões no 2T17, uma redução de 2,9% (R\$ 9 milhões).

No 1S18, o **EBITDA** foi de R\$ 624 milhões, comparado a R\$ 603 milhões no 1S17, um aumento de 3,4% (R\$ 21 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Lucro Líquido	155	144	7,6%	337	281	19,9%
Depreciação e Amortização	30	30		61	60	
Resultado Financeiro	75	102		143	203	
IR/CS	38	31		83	59	
EBITDA	299	308	-2,9%	624	603	3,4%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	14	21	-31,5%	29	56	-48,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(4)	(6)	-25,9%	0	11	-99,2%
Juros sobre contratos de mútuo	4	-	0,0%	4	-	0,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	5,5%	(2)	(3)	-32,7%
Outros	3	0	100,0%	5	0	100,0%
Total	16	14	13,0%	37	65	-43,6%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(67)	(97)	-31,2%	(131)	(213)	-38,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(18)	(17)	2,6%	(37)	(49)	-23,2%
Uso do Bem Público - UBP	(5)	(0)	100,0%	(8)	(4)	134,0%
Outros	(2)	(1)	21,8%	(2)	(3)	-22,7%
Total	(91)	(116)	-21,7%	(179)	(268)	-33,0%
Resultado Financeiro	(75)	(102)	-26,5%	(143)	(203)	-29,6%

No 2T18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 75 milhões, representando uma redução de 26,5% (R\$ 27 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 102 milhões registrada no 2T17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 14 milhões no 2T17 para R\$ 16 milhões no 2T18, um aumento de 13,0% (R\$ 2 milhões), devido a:
 - ✓ Receita de R\$ 4 milhões no 2T18 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
 - ✓ Aumento de R\$ 3 milhões em **outras receitas financeiras**;
 - ✓ Variação de R\$ 2 milhões (73,7%) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido principalmente ao efeito do derivativo *zero-cost collar*², passando de um ganho de R\$ 10 milhões no 2T17 para uma perda de R\$ 7 milhões no 2T18.

Parcialmente compensado por:

- ✓ Redução de 31,5% (R\$ 7 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
- ✓ Aumento de 5,5% (R\$ 0,1 milhão) em **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras**

² 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.

(reductor de receita);

- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 116 milhões no 2T17 para R\$ 91 milhões no 2T18, uma redução de 21,7% (R\$ 25 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 31,2% (R\$ 30 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI (1,6% no 2T18 vs. 2,6% no 2T17);

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de R\$ 4 milhões nas **despesas financeiras de UBP**;
- ✓ Aumento de 2,6% (R\$ 0,4 milhão) em **atualizações monetárias e cambiais**;
- ✓ Aumento de 21,8% (R\$ 0,3 milhão) em **outras despesas financeiras**.

No 1S18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 143 milhões, representando uma redução de 29,6% (R\$ 60 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 203 milhões registrada no 1S17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 65 milhões no 1S17 para R\$ 37 milhões no 1S18, uma redução de 43,6% (R\$ 28 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 48,4% (R\$ 27 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
 - ✓ Redução de 99,2% (R\$ 11 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido principalmente ao efeito do derivativo *zero-cost colar*;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de R\$ 5 milhões em **outras receitas financeiras**;
- ✓ Receita de R\$ 4 milhões referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
- ✓ Redução de 32,7% (R\$ 1 milhão) em **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reductor de receita);
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 268 milhões no 1S17 para R\$ 179 milhões no 1S18, uma redução de 33,0% (R\$ 89 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 38,3% (R\$ 81 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
 - ✓ Redução de 23,2% (R\$ 11 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Redução de 22,7% (R\$ 1 milhão) em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 134,0% (R\$ 5 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 2T18, o **lucro líquido** foi de R\$ 155 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 144 milhões no 2T17, um aumento de 7,6% (R\$ 11 milhões).

No 1S18, o **lucro líquido** foi de R\$ 337 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 281 milhões no 1S17, um aumento de 19,9% (R\$ 56 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	2T18	2T17	Var. %	1S18	1S17	Var. %
Receita Operacional Bruta	437	434	0,7%	843	826	2,1%
Receita Operacional Líquida	415	412	0,7%	799	783	2,0%
Custo com Energia Elétrica	(82)	(87)	-6,1%	(152)	(141)	8,4%
Custos e Despesas Operacionais	(232)	(255)	-9,0%	(475)	(487)	-2,4%
Resultado do Serviço	101	70	44,4%	171	156	10,0%
EBITDA ⁽¹⁾	256	223	14,7%	484	459	5,2%
Resultado Financeiro	(119)	(128)	-7,0%	(248)	(256)	-3,1%
Lucro antes da Tributação	(18)	(58)	-69,2%	(77)	(100)	-23,4%
Lucro Líquido	(37)	(72)	-49,1%	(109)	(126)	-13,8%

Nota:

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

11.4.1.1) Receita Operacional

No 2T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 437 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 3 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 415 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 3 milhões), decorrente principalmente dos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- (i) Aumento de R\$ 27 milhões na receita das eólicas, devido principalmente: (a) ao efeito positivo de R\$ 24 milhões no 2T18 do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão; e (b) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa, no montante de R\$ 13 milhões; parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon) e do Rio Grande do Norte;

Fonte PCHs e Holding:

- (ii) Redução de R\$ 26 milhões na receita das PCHs e da Holding, devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs entre os períodos. Adicionalmente, ocorreu maior receita na Holding no 2T17 devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, que não se repetiu no 2T18;

Biomassa:

- (iii) Aumento de R\$ 2 milhões na receita das biomassas, decorrente principalmente da estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas e da liquidação positiva na CCEE devido à maior geração de algumas usinas.

No 1S18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 843 milhões, representando um aumento de 2,1% (R\$ 17 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 799 milhões, representando um aumento de 2,0% (R\$ 16 milhões), decorrente principalmente dos fatores que impactaram o trimestre, acrescido do reajuste de preços dos contratos.

11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 2T18, o custo com Energia Elétrica totalizou R\$ 82 milhões, representando uma redução de 6,1% (R\$ 5 milhões), devido à redução de R\$ 9 milhões nos encargos de uso do sistema, decorrente principalmente do efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins, parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 4 milhões no custo de compra de energia, decorrente basicamente do reconhecimento de R\$ 4 milhões referentes às apurações anual e quadrienal dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara e Morro dos Ventos no 2T18.

No 1S18, o custo com Energia Elétrica totalizou R\$ 152 milhões, representando um aumento de 8,4% (R\$ 12 milhões), devido ao aumento de R\$ 22 milhões no custo de compra de energia, decorrente principalmente das compras para atender exposição no mercado de curto prazo e *hedge*, e ao reconhecimento de R\$ 4 milhões mencionado no trimestre, parcialmente compensado pela redução de R\$ 10 milhões nos encargos de uso do sistema, decorrente principalmente do efeito positivo, ocorrido no 2T18, da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins.

11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 232 milhões no 2T18, comparado a R\$ 255 milhões no 2T17, representando uma redução de 9,0% (R\$ 23 milhões). No 1S18, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 475 milhões, comparado a R\$ 487 milhões no 1S17, uma redução de 2,4% (R\$ 12 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	2T18	2T17	Variação		1S18	1S17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(26)	(23)	(3)	14,1%	(51)	(46)	(5)	11,5%
Material	(7)	(3)	(5)	181,2%	(17)	(7)	(9)	126,8%
Serviços de Terceiros	(34)	(47)	13	-28,1%	(77)	(88)	11	-12,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10)	(29)	19	-65,8%	(18)	(42)	24	-57,6%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(2)	1	-50,0%
Outros	(9)	(28)	18	-66,5%	(17)	(40)	23	-58,1%
Total PMSO	(77)	(102)	24	-24,0%	(163)	(183)	20	-11,1%

O item PMSO atingiu R\$ 77 milhões no 2T18, comparado a R\$ 102 milhões no 2T17, uma redução de 24,0% (R\$ 24 milhões), decorrente: (a) da baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento, no montante de R\$ 16 milhões no 2T17; e (b) da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins; parcialmente compensados pela entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017.

No 1S18, o item PMSO totalizou R\$ 163 milhões, comparado a R\$ 183 milhões no 1S17, uma redução de 11,1% (R\$ 20 milhões), devido basicamente aos itens que impactaram o trimestre, parcialmente compensados pelo aumento nos custos com materiais, principalmente por conta das manutenções decorrentes da internalização dos serviços de O&M dos parques do Ceará, e à entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa.

11.4.1.4) EBITDA

No 2T18, o EBITDA foi de R\$ 256 milhões, comparado a R\$ 223 milhões no 2T17, um aumento de 14,7% (R\$ 33 milhões). Esse resultado deve-se principalmente à recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18 e à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento, no montante de R\$ 16 milhões, ocorrida no 2T17 (provisão sem efeito caixa). Tais itens foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia.

No 1S18, o EBITDA foi de R\$ 484 milhões, comparado a R\$ 459 milhões no 1S17, um aumento de 5,2% (R\$ 24 milhões). Esse resultado deve-se principalmente à maior receita líquida, resultado, especialmente, da entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa, à recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18 e à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento, no montante de R\$ 16 milhões, ocorrida no 2T17 (provisão sem efeito caixa). Tais itens foram parcialmente compensados pelos maiores custos de geração de energia, principalmente com compra de energia para atender as exposições no mercado de curto prazo e *hedge*.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Lucro Líquido	(37)	(72)	-49,1%	(109)	(126)	-13,8%
Depreciação e Amortização	154	153		312	304	
Resultado Financeiro	119	128		248	256	
IR/CS	19	14		32	26	
EBITDA	256	223	14,7%	484	459	5,2%

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 154 milhões no 2T18, comparado a R\$ 153 milhões no 2T17, registrando um aumento de 1,1% (R\$ 2 milhões). No 1S18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 312 milhões, comparado a R\$ 304 milhões no 1S17, registrando um aumento de 2,8% (R\$ 8 milhões). Essas variações são explicadas pela entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa.

11.4.1.5) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	23	31	-24,5%	47	67	-30,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	0	-91,7%	0	1	-97,5%
Atualização de Depósitos Judiciais	1	0	944,9%	-	0	-100,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	0	-81,9%	0	0	-34,5%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	-21,0%	(2)	(3)	-33,6%
Outros	7	3	135,9%	14	6	124,1%
Total	30	33	-9,1%	60	72	-16,3%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(118)	(143)	-17,5%	(236)	(293)	-19,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(12)	(15)	-17,0%	(30)	(36)	-17,1%
(-) Juros Capitalizados	3	6	-52,8%	5	25	-79,8%
Outros	(22)	(9)	143,6%	(47)	(23)	101,6%
Total	(149)	(161)	-7,4%	(308)	(328)	-6,0%
Resultado Financeiro	(119)	(128)	-7,0%	(248)	(256)	-3,1%

O resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 119 milhões no 2T18, uma redução de 7,0% (R\$ 9 milhões). No 1S18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 248 milhões, uma redução de 3,1% (R\$ 8 milhões).

As receitas financeiras totalizaram R\$ 30 milhões no 2T18, uma redução de 9,1% (R\$ 3 milhões). No 1S18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 60 milhões, uma redução de 16,3% (R\$ 12 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela menor taxa média do CDI nos períodos, parcialmente compensada pela receita com atualização de liquidação financeira na CCEE.

As despesas financeiras totalizaram R\$ 149 milhões no 2T18, uma redução de 7,4% (R\$ 12 milhões). No 1S18, as despesas financeiras totalizaram R\$ 308 milhões, uma redução de 6,0% (R\$ 20 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensada pelo aumento nas despesas de projetos relacionados à captação de longo prazo e atualização da provisão de GSF.

11.4.1.6) Lucro Líquido

No 2T18, o prejuízo líquido foi de R\$ 37 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 72 milhões no 2T17. Já no 1S18, o prejuízo líquido foi de R\$ 109 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 126 milhões no 1S17. Esse desempenho reflete principalmente a melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.103 MW de capacidade instalada em operação e 30 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 39 PCHs (423 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda está em construção 1 PCH (30 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.574 MW.

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

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

PCH Boa Vista II

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no Estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A capacidade instalada é de 29,9 MW e a garantia física é de 15,2 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015 (preço: R\$ 240,47/MWh – junho de 2018).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2018	31/12/2017	30/06/2017
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.490.235	3.249.642	4.316.090
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.545.631	4.301.283	3.949.822
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	153.187	56.145	13.513
Tributos a Compensar	480.967	395.045	477.097
Derivativos	449.475	444.029	462.563
Ativo Financeiro Setorial	679.406	210.834	-
Ativo Financeiro da Concessão	23.241	23.736	10.972
Outros Créditos	849.752	900.498	908.589
	9.671.894	9.581.212	10.138.647
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	235.146	236.539	213.407
Coligadas, Controladas e Controladora	-	8.612	9.340
Depósitos Judiciais	866.057	839.990	819.962
Tributos a Compensar	233.474	233.444	223.475
Ativo Financeiro Setorial	414.528	355.003	35.738
Derivativos	370.585	203.901	340.742
Créditos Fiscais Diferidos	825.862	943.199	863.821
Ativo Financeiro da Concessão	7.053.027	6.545.668	5.899.539
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	901.320	840.192	808.424
Investimentos	906.115	1.001.550	1.532.128
Imobilizado	9.612.096	9.787.125	9.984.338
Intangível	10.501.494	10.589.824	10.640.881
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	32.036.357	31.701.701	31.488.450
TOTAL DO ATIVO	41.708.250	41.282.912	41.627.097

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/06/2018	31/12/2017	30/06/2017
CIRCULANTE			
Fornecedores	3.229.917	3.296.870	2.793.507
Empréstimos e Financiamentos	3.011.598	3.589.607	3.614.588
Debêntures	1.385.146	1.703.073	1.506.804
Entidade de Previdência Privada	69.132	60.801	59.027
Taxas Regulamentares	286.858	581.600	440.213
Impostos, Taxas e Contribuições	470.759	710.303	622.307
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	37.105	297.744	8.244
Obrigações Estimadas com Pessoal	150.597	116.080	155.113
Derivativos	11.314	10.230	3.942
Passivo Financeiro Setorial	394	40.111	1.069.666
Uso do Bem Público	11.179	10.965	11.936
Outras Contas a Pagar	1.049.723	961.306	937.117
TOTAL DO CIRCULANTE	9.713.721	11.378.688	11.222.464
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	135.370	128.438	126.588
Empréstimos e Financiamentos	7.657.213	7.402.450	8.973.309
Debêntures	8.591.981	7.473.454	6.761.375
Entidade de Previdência Privada	870.298	880.360	1.015.952
Impostos, Taxas e Contribuições	14.768	18.839	23.190
Débitos Fiscais Diferidos	1.276.832	1.249.591	1.286.862
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	949.408	961.134	851.385
Derivativos	1.443	84.576	63.545
Passivo Financeiro Setorial	-	8.385	219.891
Uso do Bem Público	86.561	83.766	83.868
Outras Contas a Pagar	469.910	426.889	288.160
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	20.053.785	18.717.881	19.694.127
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.018	468.014	468.014
Reserva Legal	798.090	798.090	739.102
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	-	826.600	760.866
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	1.292.046	1.292.046	545.505
Resultado Abrangente Acumulado	(160.056)	(164.506)	(247.466)
Lucros Acumulados	1.656.377	-	344.254
	9.795.759	8.961.528	8.351.561
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.144.986	2.224.816	2.358.945
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	11.940.745	11.186.344	10.710.506
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	41.708.250	41.282.912	41.627.097

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	2T18	2T17	Varição	1S18	1S17	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.909.773	5.875.500	17,6%	13.657.216	12.697.351	7,6%
Suprimento de Energia Elétrica	1.317.495	1.454.121	-9,4%	2.315.954	2.404.924	-3,7%
Receita com construção de infraestrutura	370.053	462.323	-20,0%	740.615	878.362	-15,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	138.552	32.391	327,7%	203.409	81.314	150,2%
Ativo e passivo financeiro setorial	480.699	369.317	30,2%	854.246	(195.686)	-
Outras Receitas Operacionais	1.284.344	962.859	33,4%	2.366.973	2.020.631	17,1%
	10.500.917	9.156.512	14,7%	20.138.414	17.886.897	12,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.555.551)	(3.193.963)	11,3%	(6.818.393)	(6.385.569)	6,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.945.366	5.962.549	16,5%	13.320.021	11.501.327	15,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.862.633)	(3.520.542)	9,7%	(7.163.909)	(6.538.926)	9,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(675.403)	(217.974)	209,9%	(1.387.849)	(420.244)	230,2%
	(4.538.036)	(3.738.517)	21,4%	(8.551.758)	(6.959.171)	22,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(352.388)	(336.679)	4,7%	(690.133)	(669.162)	3,1%
Material	(63.358)	(57.462)	10,3%	(125.979)	(112.556)	11,9%
Serviços de Terceiros	(155.722)	(189.136)	-17,7%	(336.654)	(374.389)	-10,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(142.718)	(202.814)	-29,6%	(248.540)	(388.738)	-36,1%
PDD	(41.822)	(39.372)	6,2%	(68.242)	(86.068)	-20,7%
Despesas legais e judiciais	(31.467)	(58.504)	-46,2%	(43.751)	(113.623)	-61,5%
Outros	(69.429)	(104.938)	-33,8%	(136.547)	(189.047)	-27,8%
Custos com Construção de Infraestrutura	(370.047)	(465.666)	-20,5%	(740.606)	(880.293)	-15,9%
Entidade de Previdência Privada	(22.477)	(28.112)	-20,0%	(44.955)	(56.944)	-21,1%
Depreciação e Amortização	(342.493)	(309.125)	10,8%	(661.169)	(613.448)	7,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.287)	(72.116)	-1,1%	(142.795)	(144.233)	-1,0%
	(1.520.490)	(1.661.109)	-8,5%	(2.990.831)	(3.239.762)	-7,7%
EBITDA¹	1.369.511	1.027.277	33,3%	2.735.789	2.223.042	23,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	886.840	562.923	57,5%	1.777.432	1.302.394	36,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	169.078	222.632	-24,1%	366.230	503.343	-27,2%
Despesas	(414.752)	(640.799)	-35,3%	(919.423)	(1.357.649)	-32,3%
	(245.674)	(418.168)	-41,2%	(553.193)	(854.306)	-35,2%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	68.891	83.113	-17,1%	154.392	162.967	-5,3%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	68.746	82.968	-17,1%	154.102	162.678	-5,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	709.913	227.724	211,7%	1.378.341	610.766	125,7%
Contribuição Social	(69.844)	(28.289)	146,9%	(136.712)	(68.863)	98,5%
Imposto de Renda	(189.892)	(76.263)	149,0%	(372.047)	(186.610)	99,4%
LUCRO LÍQUIDO	450.177	123.172	265,5%	869.581	355.293	144,8%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	455.714	143.475	217,6%	899.497	389.360	131,0%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(5.537)	(20.302)	-72,7%	(29.915)	(34.067)	-12,2%

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

12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T18	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	3.028.978	4.316.090
Lucro Líquido Antes dos Tributos	709.913	2.614.244
Depreciação e Amortização	413.780	1.574.790
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	217.099	1.330.970
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(307.352)	(813.282)
Ativo Financeiro Setorial	(465.995)	(886.507)
Contas a Receber - CDE	10.107	39.691
Fornecedores	708.028	443.740
Passivo Financeiro Setorial	(14.717)	(1.474.606)
Contas a Pagar - CDE	11.071	28.003
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(353.487)	(1.592.745)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(114.326)	(445.718)
Outros	19.464	305.414
	123.672	(1.490.250)
Total de Atividades Operacionais	833.585	1.123.994
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(421.744)	(2.078.526)
Outros	(46.668)	36.845
Total de Atividades de Investimentos	(468.412)	(2.041.681)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	3.438.817	8.797.794
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(4.036.084)	(9.177.803)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(306.664)	(405.375)
Outros	15	(122.783)
Total de Atividades de Financiamento	(903.916)	(908.167)
Geração de Caixa	(538.743)	(1.825.854)
Saldo Final do Caixa - 30/06/2018	2.490.235	2.490.235

12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(em milhares de reais)



Geração Convencional						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	290.266	296.003	-1,9%	575.444	575.502	0,0%
Receita com Construção da Infraestrutura	171	3.577	-95,2%	256	41.174	-99,4%
Outras Receitas Operacionais	6.671	17.950	-62,8%	29.371	26.810	9,6%
	297.108	317.530	-6,4%	605.071	643.486	-6,0%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(26.595)	(27.636)	-3,8%	(53.103)	(54.375)	-2,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	270.513	289.894	-6,7%	551.968	589.111	-6,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(9.985)	(21.495)	-53,5%	(21.705)	(36.889)	-41,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.899)	(6.585)	4,8%	(13.729)	(13.164)	4,3%
	(16.884)	(28.080)	-39,9%	(35.434)	(50.052)	-29,2%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.598)	(9.806)	-12,3%	(17.376)	(19.892)	-12,6%
Material	(611)	(712)	-14,2%	(1.294)	(1.244)	4,0%
Serviços de Terceiros	(5.630)	(9.251)	-39,1%	(10.481)	(14.694)	-28,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.395)	(10.072)	-16,7%	(16.858)	(18.711)	-9,9%
Custo com Construção da Infraestrutura	(165)	(6.920)	-97,6%	(246)	(43.105)	-99,4%
Entidade de Previdência Privada	(388)	(517)	-24,9%	(777)	(1.034)	-24,9%
Depreciação e Amortização	(27.632)	(27.679)	-0,2%	(55.287)	(55.213)	0,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%	(4.983)	(4.984)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	-	-	-	-	-	-
	(53.910)	(67.450)	-20,1%	(107.302)	(158.876)	-32,5%
EBITDA	298.733	307.649	-2,9%	623.894	603.347	3,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	199.719	194.364	2,8%	409.232	380.183	7,6%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	16.147	14.289	13,0%	36.609	64.966	-43,6%
Despesas	(91.110)	(116.344)	-21,7%	(179.439)	(267.948)	-33,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(74.964)	(102.055)	-26,5%	(142.829)	(202.981)	-29,6%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	68.891	83.113	-17,1%	154.392	162.967	-5,3%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	68.746	82.968	-17,1%	154.102	162.678	-5,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	193.502	175.277	10,4%	420.505	339.879	23,7%
Contribuição Social	(10.191)	(8.505)	19,8%	(22.170)	(15.751)	40,7%
Imposto de Renda	(28.140)	(22.619)	24,4%	(61.284)	(42.931)	42,7%
LUCRO LÍQUIDO	155.171	144.154	7,6%	337.051	281.197	19,9%

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%								
	2T18	2T17	Var.	Var. %	1S18	1S17	Var.	Var. %
RECITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	5.501	6.034	(533)	-8,8%	11.307	29.824	(18.517)	-62,1%
Suprimento de Energia Elétrica	431.114	425.835	5.280	1,2%	829.881	792.637	37.244	4,7%
Outras Receitas Operacionais	827	2.551	(1.724)	-67,6%	1.771	3.436	(1.665)	-48,5%
	437.442	434.420	3.022	0,7%	842.959	825.897	17.062	2,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL								
	(22.411)	(22.346)	(64)	0,3%	(44.375)	(42.890)	(1.484)	3,5%
RECITA OPERACIONAL LÍQUIDA	415.031	412.073	2.958	0,7%	798.584	783.006	15.578	2,0%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(66.623)	(62.656)	(3.967)	6,3%	(112.388)	(90.780)	(21.608)	23,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(15.356)	(24.693)	9.337	-37,8%	(40.056)	(49.840)	9.784	-19,6%
	(81.979)	(87.349)	5.370	-6,1%	(152.444)	(140.620)	(11.824)	8,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(26.277)	(23.029)	(3.248)	14,1%	(51.238)	(45.938)	(5.299)	11,5%
Material	(7.096)	(2.524)	(4.573)	181,2%	(16.784)	(7.401)	(9.383)	126,8%
Serviços de Terceiros	(34.057)	(47.345)	13.289	-28,1%	(76.763)	(87.579)	10.816	-12,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9.865)	(28.829)	18.964	-65,8%	(17.811)	(42.006)	24.195	-57,6%
Depreciação e Amortização	(115.502)	(114.236)	(1.266)	1,1%	(233.983)	(226.444)	(7.540)	3,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(38.984)	(38.625)	(359)	0,9%	(78.190)	(77.250)	(940)	1,2%
	(231.781)	(254.587)	22.806	-9,0%	(474.769)	(486.618)	11.849	-2,4%
EBITDA ⁽¹⁾	255.758	222.998	32.760	14,7%	483.544	459.461	24.083	5,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	101.272	70.137	31.134	44,4%	171.371	155.768	15.603	10,0%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	29.873	32.850	(2.978)	-9,1%	60.012	71.740	(11.728)	-16,3%
Despesas	(148.991)	(160.882)	11.890	-7,4%	(308.345)	(327.926)	19.581	-6,0%
	(119.119)	(128.031)	8.913	-7,0%	(248.333)	(256.186)	7.853	-3,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(17.847)	(57.894)	40.047	-69,2%	(76.962)	(100.419)	23.456	-23,4%
Contribuição Social	(6.262)	(4.577)	(1.685)	36,8%	(10.880)	(9.150)	(1.731)	18,9%
Imposto de Renda	(12.431)	(9.310)	(3.121)	33,5%	(21.219)	(16.884)	(4.335)	25,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(36.541)	(71.781)	35.241	-49,1%	(109.061)	(126.452)	17.391	-13,8%

Nota:

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

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



	Consolidado			1S18	1S17	Variação
	2T18	2T17	Variação			
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.429.785	5.405.439	19,0%	12.711.164	11.766.967	8,0%
Suprimento de Energia Elétrica	371.901	601.730	-38,2%	574.824	887.264	-35,2%
Receita com construção de infraestrutura	369.882	458.746	-19,4%	740.360	837.188	-11,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	138.552	32.391	327,7%	203.409	81.314	150,2%
Ativo e passivo financeiro setorial	480.699	369.317	30,2%	854.246	(195.686)	-
Outras Receitas Operacionais	1.260.290	925.191	36,2%	2.296.547	1.947.780	17,9%
	9.051.109	7.792.813	16,1%	17.380.549	15.324.827	13,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.409.928)	(3.056.285)	11,6%	(6.538.609)	(6.129.255)	6,7%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.641.181	4.736.529	19,1%	10.841.940	9.195.572	17,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.213.444)	(2.962.995)	8,5%	(5.976.970)	(5.595.920)	6,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(659.937)	(190.526)	246,4%	(1.347.286)	(364.922)	269,2%
	(3.873.382)	(3.153.522)	22,8%	(7.324.255)	(5.960.842)	22,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(230.639)	(229.825)	0,4%	(454.758)	(453.625)	0,2%
Material	(41.933)	(41.826)	0,3%	(81.774)	(80.636)	1,4%
Serviços de Terceiros	(209.847)	(212.087)	-1,1%	(416.328)	(406.531)	2,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(125.894)	(160.511)	-21,6%	(220.395)	(322.578)	-31,7%
PDD	(41.834)	(39.114)	7,0%	(68.044)	(86.091)	-21,0%
Despesas Legais e Judiciais	(28.975)	(55.091)	-47,4%	(40.423)	(100.918)	-59,9%
Outros	(55.085)	(66.306)	-16,9%	(111.928)	(135.569)	-17,4%
Custos com construção de infraestrutura	(369.882)	(458.746)	-19,4%	(740.360)	(837.188)	-11,6%
Entidade de Previdência Privada	(22.089)	(27.595)	-20,0%	(44.178)	(55.910)	-21,0%
Depreciação e Amortização	(193.096)	(160.640)	20,2%	(359.468)	(318.958)	12,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(15.322)	-7,8%	(28.266)	(30.643)	-7,8%
	(1.207.514)	(1.306.551)	-7,6%	(2.345.526)	(2.506.069)	-6,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	767.515	452.417	69,6%	1.559.892	1.078.262	44,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	560.286	276.455	102,7%	1.172.159	728.661	60,9%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	122.226	163.055	-25,0%	258.664	340.430	-24,0%
Despesas	(168.838)	(328.725)	-48,6%	(409.983)	(687.598)	-40,4%
Juros Sobre o Capital Próprio	(46.612)	(165.670)	-71,9%	(151.319)	(347.168)	-56,4%
	513.674	110.785	363,7%	1.020.839	381.492	167,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO						
Contribuição Social	(50.355)	(13.730)	266,7%	(100.238)	(41.808)	139,8%
Imposto de Renda	(139.642)	(38.894)	259,0%	(276.369)	(116.167)	137,9%
Lucro Líquido (IFRS)	323.678	58.160	456,5%	644.232	223.518	188,2%

Nota:

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

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

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)						
CPFL PAULISTA						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	3.972.508	3.423.379	16,0%	7.476.769	6.629.747	12,8%
Receita Operacional Líquida	2.495.498	2.081.236	19,9%	4.698.072	3.973.463	18,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.743.941)	(1.426.951)	22,2%	(3.230.509)	(2.667.529)	21,1%
Custos e Despesas Operacionais	(493.542)	(542.514)	-9,0%	(955.244)	(1.032.997)	-7,5%
Resultado do Serviço	258.014	111.771	130,8%	512.319	272.936	87,7%
EBITDA⁽¹⁾	332.134	169.294	96,2%	646.496	386.668	67,2%
Resultado Financeiro	(2.386)	(66.307)	-96,4%	(34.920)	(138.909)	-74,9%
Lucro antes da Tributação	255.628	45.464	462,3%	477.399	134.027	256,2%
Lucro Líquido	162.096	23.325	595,0%	303.142	75.593	301,0%
CPFL PIRATININGA						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.618.895	1.465.730	10,4%	3.139.416	2.881.317	9,0%
Receita Operacional Líquida	983.671	887.490	10,8%	1.900.681	1.737.379	9,4%
Custo com Energia Elétrica	(708.937)	(615.508)	15,2%	(1.343.760)	(1.192.183)	12,7%
Custos e Despesas Operacionais	(197.521)	(189.140)	4,4%	(365.939)	(379.305)	-3,5%
Resultado do Serviço	77.213	82.842	-6,8%	190.982	165.891	15,1%
EBITDA⁽¹⁾	102.343	106.947	-4,3%	240.801	213.853	12,6%
Resultado Financeiro	138	(33.224)	-	(24.508)	(65.729)	-62,7%
Lucro antes da Tributação	77.350	49.618	55,9%	166.474	100.162	66,2%
Lucro Líquido	48.180	30.493	58,0%	104.288	61.855	68,6%
RGE						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.589.165	1.302.689	22,0%	3.047.461	2.518.125	21,0%
Receita Operacional Líquida	1.018.372	793.423	28,4%	1.954.559	1.521.940	28,4%
Custo com Energia Elétrica	(659.834)	(482.929)	36,6%	(1.278.035)	(900.382)	41,9%
Custos e Despesas Operacionais	(236.040)	(238.556)	-1,1%	(456.074)	(450.081)	1,3%
Resultado do Serviço	122.498	71.938	70,3%	220.451	171.477	28,6%
EBITDA⁽¹⁾	165.584	112.095	47,7%	304.094	251.219	21,0%
Resultado Financeiro	(7.506)	(30.115)	-75,1%	(29.386)	(67.601)	-56,5%
Lucro antes da Tributação	114.992	41.823	174,9%	191.065	103.876	83,9%
Lucro Líquido	74.265	26.146	184,0%	122.936	65.701	87,1%
RGE SUL						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.449.810	1.236.602	17,2%	2.909.796	2.576.726	12,9%
Receita Operacional Líquida	866.941	741.212	17,0%	1.754.580	1.504.400	16,6%
Custo com Energia Elétrica	(586.554)	(498.404)	17,7%	(1.148.942)	(952.309)	20,6%
Custos e Despesas Operacionais	(208.018)	(261.847)	-20,6%	(422.836)	(499.015)	-15,3%
Resultado do Serviço	72.368	(19.039)	-	182.802	53.076	244,4%
EBITDA⁽¹⁾	126.021	25.940	385,8%	280.748	143.417	95,8%
Resultado Financeiro	(33.897)	(28.611)	18,5%	(56.391)	(56.408)	0,0%
Lucro antes da Tributação	38.472	(47.650)	-	126.411	(3.332)	-
Lucro Líquido	21.535	(35.358)	-	76.015	(8.846)	-
CPFL SANTA CRUZ						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Receita Operacional Bruta	420.732	364.413	15,5%	807.106	718.913	12,3%
Receita Operacional Líquida	276.701	233.168	18,7%	534.047	458.390	16,5%
Custo com Energia Elétrica	(174.116)	(129.730)	34,2%	(323.010)	(248.439)	30,0%
Custos e Despesas Operacionais	(72.391)	(74.495)	-2,8%	(145.433)	(144.671)	0,5%
Resultado do Serviço	30.194	28.943	4,3%	65.605	65.280	0,5%
EBITDA⁽¹⁾	41.433	38.140	8,6%	87.753	83.105	5,6%
Resultado Financeiro	(2.961)	(7.414)	-60,1%	(6.114)	(18.520)	-67,0%
Lucro antes da Tributação	27.233	21.529	26,5%	59.490	46.760	27,2%
Lucro Líquido	17.601	13.554	29,9%	37.851	29.215	29,6%

Nota:

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

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

CPFL Paulista						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	2.327	2.213	5,2%	4.788	4.604	4,0%
Industrial	2.741	2.704	1,4%	5.415	5.237	3,4%
Comercial	1.401	1.363	2,8%	2.866	2.817	1,7%
Outros	1.118	1.058	5,7%	2.168	2.084	4,0%
Total	7.587	7.337	3,4%	15.236	14.742	3,4%

CPFL Piratininga						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	975	936	4,2%	2.017	1.987	1,5%
Industrial	1.662	1.577	5,4%	3.263	3.060	6,7%
Comercial	625	597	4,6%	1.277	1.244	2,6%
Outros	304	285	6,7%	595	568	4,8%
Total	3.567	3.395	5,1%	7.152	6.859	4,3%

RGE						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	687	640	7,4%	1.381	1.326	4,2%
Industrial	876	869	0,8%	1.697	1.661	2,2%
Comercial	342	338	1,1%	700	710	-1,4%
Outros	741	717	3,3%	1.516	1.475	2,8%
Total	2.646	2.564	3,2%	5.293	5.171	2,4%

CPFL Santa Cruz						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	200	190	5,0%	402	390	3,1%
Industrial	247	237	4,2%	484	464	4,3%
Comercial	88	84	4,0%	180	178	1,4%
Outros	190	166	14,2%	356	330	8,1%
Total	724	677	6,9%	1.422	1.362	4,5%

RGE Sul						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	661	611	8,1%	1.433	1.411	1,5%
Industrial	764	759	0,8%	1.426	1.387	2,8%
Comercial	324	298	8,9%	702	675	4,0%
Outros	482	467	3,2%	1.280	1.209	5,8%
Total	2.231	2.134	4,5%	4.840	4.683	3,4%

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

CPFL Paulista						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	2.327	2.213	5,2%	4.788	4.604	4,0%
Industrial	619	694	-10,9%	1.260	1.383	-8,9%
Comercial	1.048	1.060	-1,1%	2.154	2.221	-3,0%
Outros	1.086	1.018	6,7%	2.093	2.005	4,4%
Total	5.080	4.985	1,9%	10.295	10.212	0,8%

CPFL Piratininga						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	975	936	4,2%	2.017	1.987	1,5%
Industrial	283	308	-8,0%	570	630	-9,5%
Comercial	447	443	0,8%	923	950	-2,8%
Outros	261	248	5,3%	512	497	3,0%
Total	1.966	1.935	1,6%	4.022	4.063	-1,0%

RGE						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	687	640	7,4%	1.381	1.326	4,2%
Industrial	302	309	-2,0%	590	597	-1,2%
Comercial	311	309	0,4%	639	654	-2,3%
Outros	734	712	3,1%	1.503	1.466	2,5%
Total	2.033	1.969	3,3%	4.113	4.042	1,8%

CPFL Santa Cruz						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	200	190	5,0%	402	390	3,1%
Industrial	101	117	-13,2%	199	236	-15,5%
Comercial	82	81	1,2%	169	172	-1,3%
Outros	190	166	14,2%	356	330	8,1%
Total	573	554	3,4%	1.126	1.126	0,0%

RGE Sul						
	2T18	2T17	Var.	1S18	1S17	Var.
Residencial	661	611	8,1%	1.433	1.411	1,5%
Industrial	223	249	-10,4%	414	463	-10,4%
Comercial	271	260	4,2%	595	600	-0,7%
Outros	479	465	3,1%	1.275	1.206	5,8%
Total	1.634	1.585	3,1%	3.718	3.679	1,1%

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

(em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro forma (2T18)

Dívida líquida - Projetos de Geração

junho-18	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	529	5.990	-	6.520	651	20	1.247	204	2.122	8.642
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(63)	(857)	(6)	(926)	(63)	(80)	(67)	(64)	(273)	(1.199)
Dívida líquida	466	5.134	- 6	5.594	588,62	- 60	1.180	140	1.849	7.443
Participação CPFL (%)	65%	51,6%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
Dívida líquida dos projetos	303	2.650	- 4	2.949	287	- 15	602	74	948	3.897

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	19.839
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.490)
Dívida líquida (IFRS)	17.348
(-) Projetos 100%	(5.594)
(+) Consolidação proporcional	3.897
Dívida líquida (Pro Forma)	15.652

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (2T18 - últimos 12 meses)

EBITDA - Projetos de Geração

2T18LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	325	1.975	42	2.342	565	416	844	777	2.602	4.944
Despesa operacional	- 111	- 729	- 13	(854)	- 272	- 268	- 201	- 497	(1.237)	(2.091)
EBITDA	214	1246	29	1.488	294	148	643	280	1.365	2.853
Participação CPFL (%)	65%	51,61%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
EBITDA proporcional	139	643	17	799	143	37	328	149	658	1.457

Reconciliação

CPFL Energia - 2T18LTM	
Lucro Líquido	1.757
Amortização	1.575
Resultado financeiro	1.186
IR/CS	857
EBITDA	5.376
(-) Equivalência patrimonial	(304,4)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.488)
(+) EBITDA Proporcional	1.457
EBITDA Pro Forma	5.040

Dívida líquida / EBITDA Pro Forma	3,11x
--	--------------

Notas:

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