

Campinas, 13 de agosto de 2019 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T19**. 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 2T18, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DE 2T19

Indicadores (R\$ Milhões)	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	16.539	16.398	0,9%	34.625	34.149	1,4%
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.626	16.754	-0,8%	34.357	33.939	1,2%
Mercado Cativo	11.021	11.285	-2,3%	23.429	23.269	0,7%
Cliente Livre	5.604	5.469	2,5%	10.928	10.670	2,4%
Receita Operacional Bruta	10.804	10.501	2,9%	21.592	20.138	7,2%
Receita Operacional Líquida	7.036	6.945	1,3%	14.164	13.320	6,3%
EBITDA ⁽¹⁾	1.505	1.370	9,9%	3.036	2.736	11,0%
Lucro Líquido	574	450	27,4%	1.144	870	31,6%
Investimentos ⁽²⁾	521	422	23,5%	966	848	14,0%

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) Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 2T19

- Aumento de **0,9% na carga na área de concessão**;
- **EBITDA de R\$ 1.505 milhões**, crescimento de **9,9%**;
- **Lucro Líquido de R\$ 574 milhões**, crescimento de **27,4%**;
- Dívida líquida de **R\$ 11,0 bilhões** e alavancagem de **1,93x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 521 milhões**, crescimento de **23,5%**;
- **Reajustes tarifários da RGE-RGE Sul**, em jun/19: (i) aumento de **7,14%** da parcela B da RGE, e (ii) aumento de **9,10%** da parcela B da RGE Sul;
- **Re-IPO da CPFL Energia**, em jun/19: **R\$ 3,7 bilhões a R\$ 27,50/ação**; oferta total: **134,3 milhões de ações**; desde a oferta - preço: **+22,3%** e volume médio diário: **R\$ 109,5 MM** (de 13/jun a 13/ago).

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

- Quarta-Feira, 14 de agosto de 2019 – 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) Vendas no Mercado Cativo	6
2.1.2) Cliente Livre.....	6
2.1.3) Carga na área de concessão	6
2.3) Capacidade Instalada da Geração.....	7
3) CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	8
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	8
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	8
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	8
3.4) Consolidação das Transmissoras	8
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	9
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	9
4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	10
4.3) Receita Operacional	10
4.4) Custo com Energia Elétrica	11
4.5) Custos e Despesas Operacionais	13
4.6) EBITDA.....	15
4.7) Resultado Financeiro.....	15
4.8) Lucro Líquido.....	16
5) ENDIVIDAMENTO.....	17
5.1) Dívida (IFRS)	17
5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (jun/19)	18
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	19
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	19
5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	20
6) INVESTIMENTOS	20
6.1) Investimentos Realizados	20
6.2) Investimentos Previstos	21
7) POLÍTICA DE DIVIDENDOS.....	22
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	23
8.1) Desempenho das Ações	23
8.2) Volume Médio Diário	23
8.3) Oferta Pública de Ações.....	23
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	25
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	26
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	27
11.1) Segmento de Distribuição	27
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	27
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	27
11.1.1.2) Receita Operacional.....	28
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	30
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	31
11.1.1.5) EBITDA.....	33

11.1.1.6) Resultado Financeiro	34
11.1.1.7) Lucro Líquido	34
11.1.2) Eventos Tarifários	35
11.1.3) Indicadores Operacionais	36
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	39
11.2.1) Segmento de Comercialização	39
11.2.2) Segmento de Serviços	39
11.3) Segmento de Geração Convencional	39
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	39
11.3.1.1) Receita Operacional	39
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica	40
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	40
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial	41
11.3.1.5) EBITDA	42
11.3.1.6) Resultado Financeiro	43
11.3.1.7) Lucro Líquido	44
11.4) CPFL Renováveis	45
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	45
11.4.1.1) Receita Operacional	45
11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica	46
11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais	46
11.4.1.4) EBITDA	47
11.4.1.5) Resultado Financeiro	47
11.4.1.6) Lucro Líquido	48
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	48
12) ANEXOS	49
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	49
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	50
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	51
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	52
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional	53
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis	54
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	55
12.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	56
12.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	57
12.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)	58
12.11) Informações sobre participações societárias	59
12.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	61

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O Segundo trimestre de 2019 sinalizou um novo momento para o Grupo CPFL Energia. Três anos após ter seu controle adquirido pela chinesa State Grid, a CPFL Energia voltou ao mercado de capitais com a realização de nova emissão de ações já tendo em vista o acesso a recursos que possam ser necessários para a continuidade do crescimento do Grupo. A ideia foi manter o capital aberto da empresa, voltar ao mercado, para que os investidores voltem a acompanhar a história da CPFL, que continua a mesma de antes, preocupada com a transparência, disciplina financeira e forte governança.

Diante disso, a Companhia divulgou fato relevante em maio de 2019 comunicando a potencial aquisição da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Renováveis pela CPFL Energia.

Como parte desse processo, em julho de 2019 começou a integração das atividades administrativas da CPFL Renováveis e CPFL Energia visando principalmente o fortalecimento de potenciais sinergias entre os modelos organizacionais de ambas empresas. Esse movimento reforça ainda mais o comprometimento da Administração no crescimento e na criação de valor para seus acionistas.

Outro importante acontecimento do segundo trimestre foi a alteração da política de pagamento de dividendos, onde fica definido o payout ratio mínimo de 50%. Assim sendo, a partir de 2020 será feito um balanço entre crescimento e yield.

Em termos do desempenho econômico financeiro, no segundo trimestre de 2019, mais uma vez alcançamos expressivos resultados. A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.505 milhões no 2T19 (+9.9%). Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 873 milhões no 2T19 (+13,8%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária da RGE (em junho de 2018) e dos reajustes tarifários das demais distribuidoras: CPFL Piratininga (outubro 2018) e CPFL Paulista (abril 2019).

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos (cerca de R\$ 11,9 bilhões para os próximos cinco anos, sendo R\$ 2,2 bilhões para 2019), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 521 milhões no 2T19.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 1,93 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos covenants financeiros, menor do que no trimestre anterior.

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.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Mercado Cativo	11.021	11.285	-2,3%	23.429	23.269	0,7%
Cliente Livre	5.604	5.469	2,5%	10.928	10.670	2,4%
Total	16.626	16.754	-0,8%	34.357	33.939	1,2%

No 2T19, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.626 GWh, uma redução de 0,8%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.021 GWh no 2T19, uma redução 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 5.604 GWh no 2T19, um aumento de 2,5%.

No 1S19, as vendas na área de concessão atingiram 34.357 GWh, um aumento de 1,2%. As vendas no mercado cativo totalizaram 23.429 GWh, um aumento de 0,7% e as vendas correspondente ao consumo dos clientes livres totalizaram 10.928 GWh, um aumento de 2,4%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T19	2T18	Var.	Part.	1S19	1S18	Var.	Part.
Residencial	4.801	4.849	-1,0%	28,9%	10.404	10.021	3,8%	30,3%
Industrial	6.235	6.291	-0,9%	37,5%	12.178	12.285	-0,9%	35,4%
Comercial	2.792	2.779	0,5%	16,8%	5.886	5.725	2,8%	17,1%
Outros	2.798	2.835	-1,3%	16,8%	5.888	5.908	-0,3%	17,1%
Total	16.626	16.754	-0,8%	100,0%	34.357	33.939	1,2%	100,0%

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

Área de concessão no 2T19:

- **Classes Residencial e Comercial (28,9% e 16,8% das vendas totais, respectivamente):** redução de 1,0% na classe residencial e aumento de 0,5%, na classe comercial, impactados por um menor número de dias no calendário de faturamento e pela temperatura mais elevada na região Sul, no mês de junho, que reduziu a necessidade de consumo de energia para calefação. No trimestre, a RGE registrou queda de 4,5% no residencial e de 4,8% no comercial.
- **Classe Industrial (37,5% das vendas totais):** redução de 0,9%, refletindo a fraca atividade econômica e a migração de dois grandes clientes localizados na área de concessão da CPFL Piratininga para a Rede Básica. Expurgando esse último efeito, a variação da classe industrial seria de 0,9%.

Área de concessão no 1S19:

- **Classes Residencial e Comercial (30,3% e 17,1% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 3,8% e 2,8%, respectivamente, favorecidos pela temperatura elevada nos primeiros meses do ano, que favoreceu o aumento do consumo, principalmente no estado de São Paulo, parcialmente compensando por uma temperatura maior na região Sul no segundo trimestre, que reduziu o consumo para calefação.
- **Classe Industrial (35,4% das vendas totais):** redução de 0,9%, refletindo o fraco desempenho da econômico e a migração dos clientes para a Rede Básica.

2.1.1) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	4.801	4.849	-1,0%	10.404	10.021	3,8%
Industrial	1.425	1.529	-6,8%	2.827	3.033	-6,8%
Comercial	2.107	2.158	-2,4%	4.505	4.482	0,5%
Outros	2.688	2.749	-2,2%	5.692	5.733	-0,7%
Total	11.021	11.285	-2,3%	23.429	23.269	0,7%

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

2.1.2) Cliente Livre

Cliente Livre - GWh						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Industrial	4.810	4.762	1,0%	9.351	9.252	1,1%
Comercial	684	621	10,2%	1.381	1.243	11,1%
Outros	110	85	28,8%	196	175	11,9%
Total	5.604	5.469	2,5%	10.928	10.670	2,4%

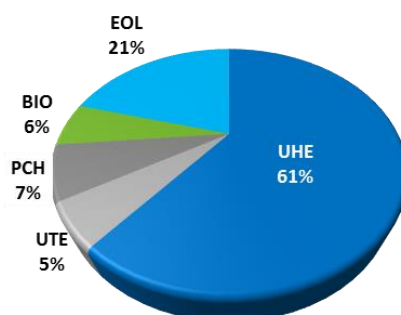
Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
CPFL Paulista	2.599	2.507	3,7%	5.114	4.941	3,5%
CPFL Piratininga	1.548	1.601	-3,3%	3.027	3.130	-3,3%
RGE	1.280	1.209	5,8%	2.432	2.302	5,6%
CPFL Santa Cruz	178	151	17,5%	354	296	19,7%
Total	5.604	5.469	2,5%	10.928	10.670	2,4%

2.1.3) Carga na área de concessão

Carga na Área de Concessão - GWh						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Mercado Cativo	10.902	10.930	-0,3%	23.248	23.065	0,8%
Cliente Livre	5.637	5.467	3,1%	11.377	11.084	2,6%
Total	16.539	16.398	0,9%	34.625	34.149	1,4%

2.3) Capacidade Instalada da Geração

No 2T19, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 3.307 MW.



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 53,18%.

3) 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 no anexo 12.11. 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 2019 e de 2018, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2019, a CPFL Energia detinha participação indireta de 53,18% 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 2019, a CPFL Energia detinha a seguinte participação no capital social da RGE Sul: 89,0107%, diretamente, e 10,9893%, 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, 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)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	10.804	10.501	2,9%	21.592	20.138	7,2%
Receita Operacional Líquida	7.036	6.945	1,3%	14.164	13.320	6,3%
Custo com Energia Elétrica	(4.269)	(4.538)	-5,9%	(8.752)	(8.552)	2,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.761)	(1.520)	15,8%	(3.364)	(2.991)	12,5%
Resultado do Serviço	1.007	887	13,5%	2.047	1.777	15,2%
EBITDA¹	1.505	1.370	9,9%	3.036	2.736	11,0%
Resultado Financeiro	(211)	(246)	-14,0%	(431)	(553)	-22,0%
Lucro Antes da Tributação	885	710	24,6%	1.791	1.378	30,0%
Lucro Líquido	574	450	27,4%	1.144	870	31,6%

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
2T19								
Receita operacional líquida	5.766	298	411	813	158	-	(410)	7.036
Custos e despesas operacionais	(4.893)	(54)	(160)	(791)	(119)	(14)	410	(5.622)
Depreciação e amortização	(194)	(30)	(162)	(0)	(6)	(16)	-	(408)
Resultado do serviço	679	214	89	21	33	(30)	-	1.007
Equivalência patrimonial	-	90	-	-	-	-	-	90
EBITDA	873	334	251	22	39	(14)	-	1.505
Resultado financeiro	(72)	(39)	(111)	(1)	0	11	-	(211)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	607	265	(22)	20	33	(19)	-	885
Imposto de renda e contribuição social	(220)	(57)	(17)	(7)	(10)	(0)	-	(311)
Lucro (prejuízo) líquido	387	208	(38)	13	23	(19)	-	574
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
Variação								
Receita operacional líquida	2,2%	10,0%	-0,9%	-3,6%	23,9%	-	16,4%	1,3%
Custos e despesas operacionais	0,4%	31,8%	0,7%	-2,6%	16,3%	68,6%	16,4%	-0,4%
Depreciação e amortização	-6,2%	-1,2%	4,6%	-18,6%	10,1%	0,1%	-	-1,4%
Resultado do serviço	21,2%	7,3%	-11,8%	-29,9%	68,6%	23,9%	-	13,5%
Equivalência patrimonial	-	30,4%	-	-	-	-	-	30,4%
EBITDA	13,8%	11,8%	-1,9%	-29,7%	55,4%	68,6%	-	9,9%
Resultado financeiro	53,7%	-48,1%	-6,7%	-73,3%	-	3847,6%	-	-14,0%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	18,2%	37,0%	22,7%	-21,8%	74,9%	-21,8%	-	24,6%
Imposto de renda e contribuição social	16,0%	48,9%	-11,2%	-26,9%	92,8%	-	-	19,8%
Lucro (prejuízo) líquido	19,6%	34,0%	5,4%	-18,9%	68,0%	-14,0%	-	27,4%

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
1S19								
Receita operacional líquida	11.703	567	745	1.573	304	-	(728)	14.164
Custos e despesas operacionais	(9.850)	(105)	(303)	(1.520)	(229)	(25)	728	(11.304)
Depreciação e amortização	(386)	(59)	(322)	(1)	(12)	(31)	-	(813)
Resultado do serviço	1.467	403	121	51	62	(56)	-	2.047
Equivalência patrimonial	-	175	-	-	-	-	-	175
EBITDA	1.853	638	443	52	75	(25)	-	3.036
Resultado financeiro	(131)	(83)	(223)	(9)	1	14	-	(431)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.335	495	(102)	42	63	(43)	-	1.791
Imposto de renda e contribuição social	(483)	(103)	(29)	(14)	(17)	(0)	-	(647)
Lucro (prejuízo) líquido	852	392	(132)	28	46	(43)	-	1.144
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
Variação								
Receita operacional líquida	7,9%	2,7%	-6,6%	1,3%	27,0%	-	9,6%	6,3%
Custos e despesas operacionais	6,1%	27,4%	-4,0%	0,4%	19,5%	40,7%	9,6%	5,3%
Depreciação e amortização	-0,3%	-1,3%	3,2%	-16,8%	8,6%	0,0%	-	1,1%
Resultado do serviço	25,1%	-1,6%	-29,5%	37,1%	71,6%	14,7%	-	15,2%
Equivalência patrimonial	-	13,8%	-	-	-	-	-	13,8%
EBITDA	18,8%	2,2%	-8,4%	35,4%	56,9%	40,7%	-	11,0%
Resultado financeiro	-13,3%	-41,9%	-10,2%	-25,5%	-	565,0%	-	-22,0%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	30,8%	17,7%	32,7%	67,0%	77,3%	-9,5%	-	30,0%
Imposto de renda e contribuição social	28,3%	23,1%	-8,5%	50,4%	90,0%	-	-	27,2%
Lucro (prejuízo) líquido	32,3%	16,4%	20,6%	77,1%	72,9%	-4,8%	-	31,6%

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

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 2T19, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 21 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 481 milhões no 2T18, uma variação R\$ 460 milhões. No 1S19, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 303 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 854 milhões no 1S18, uma variação R\$ 1.157 milhões.

Em 30 de junho de 2019, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.253 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 1.212 milhões em 31 de março de 2019 e um saldo positivo de R\$ 1.094 milhões em 30 de junho de 2018.

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 2T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.804 milhões, representando um aumento de 2,9% (R\$ 303 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.768 milhões no 2T19, representando um aumento de 6,0% (R\$ 212 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 7.036 milhões no 2T19, registrando um aumento de 1,3% (R\$ 91 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 125 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);

- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 31 milhões;
 - Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 27 milhões;
- Parcialmente compensados por:
- Redução de R\$ 58 milhões nas eliminações, decorrentes das vendas entre segmentos do grupo;
 - Redução de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 30 milhões;
 - Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 4 milhões.

No 1S19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 21.592 milhões, representando um aumento de 7,2% (R\$ 1.453 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 7.428 milhões no 1S19, representando um aumento de 8,9% (R\$ 610 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 14.164 milhões no 1S19, registrando um aumento de 6,3% (R\$ 844 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 861 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 65 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 20 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 15 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 63 milhões nas eliminações, decorrentes das vendas entre segmentos do grupo;
- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 53 milhões.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	693	716	-3,3%	1.350	1.275	5,9%
PROINFA	99	82	20,4%	204	168	21,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	3.104	3.442	-9,8%	6.676	6.417	4,0%
Crédito de PIS e COFINS	(289)	(378)	-23,5%	(671)	(696)	-3,6%
Total	3.606	3.863	-6,6%	7.559	7.164	5,5%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	489	576	-15,1%	987	1.143	-13,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	70	65	6,9%	137	128	7,0%
Encargos de Conexão	46	38	20,3%	93	70	32,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	12	-2,6%	25	21	14,4%
ESS / EER	112	62	80,8%	71	175	-59,2%
Crédito de PIS e COFINS	(66)	(78)	-14,9%	(119)	(150)	-20,3%
Total	662	675	-2,0%	1.193	1.388	-14,0%
Custo com Energia Elétrica	4.269	4.538	-5,9%	8.752	8.552	2,3%

No 2T19, 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\$ 4.269 milhões, registrando uma redução de 5,9% (R\$ 269 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.606 milhões no 2T19, uma redução de 6,6% (R\$ 256 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 9,8% (R\$ 338 milhões) no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, devido à redução de 13,0% no preço médio de compra (R\$ 198,11/MWh no 2T19 vs. R\$ 227,70/MWh no 2T18), parcialmente compensada pelo aumento de 3,6% (549 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Redução de 3,3% (R\$ 23 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 2,6% no preço médio de compra (R\$ 252,40/MWh no 2T19 vs. R\$ 259,09/MWh no 2T18) e de 0,7% (20 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 23,5% (R\$ 89 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iv) Aumento de 20,4% (R\$ 17 milhões) no custo com o Proinfa, devido ao aumento de 21,2% no preço médio de compra (R\$ 371,99/MWh no 2T19 vs. R\$ 306,88/MWh no 2T18), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (2 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 662 milhões no 2T19, uma redução de 2,0% (R\$ 13 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 10,9% (R\$ 75 milhões) nos encargos de conexão e transmissão (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento de 80,8% (R\$ 50 milhões) em encargos setoriais (Encargos de Serviço de Sistema – ESS / Encargos de Energia de Reserva – EER);
- (iii) Redução de 14,9% (R\$ 12 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

No 1S19, 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\$ 8.752 milhões, registrando um aumento de 2,3% (R\$ 201 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 7.559 milhões no 1S19, um aumento de 5,5% (R\$ 395 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 4,0% (R\$ 259 milhões) no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo, devido ao aumento de 6,5% (1.996 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 2,3% no preço médio de compra (R\$ 204,90/MWh no 1S19 vs. R\$ 209,81/MWh no 1S18);
 - (ii) Aumento de 5,9% (R\$ 75 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 6,7% no preço médio de compra (R\$ 247,04/MWh no 1S19 vs. R\$ 231,60/MWh no 1S18), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (39 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 21,3% (R\$ 36 milhões) no custo com o Proinfa, devido ao aumento de 21,5% no preço médio de compra (R\$ 389,95/MWh no 1S19 vs. R\$ 320,84/MWh no 1S18), parcialmente compensado pela redução de 0,2% (1 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (iv) Redução de 3,6% (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\$ 1.193 milhões no 1S19, uma redução de 14,0% (R\$ 195 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 8,9% (R\$ 121 milhões) nos encargos de conexão e transmissão (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição);
 - (ii) Redução de 59,2% (R\$ 104 milhões) em encargos setoriais (ESS/EER);
 Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 20,3% (R\$ 30 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.761 milhões no 2T19, comparado a R\$ 1.520 milhões no 2T18, um aumento de 15,8% (R\$ 241 milhões). No 1S19, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3.364 milhões, comparado a R\$ 2.991 milhões no 1S18, um aumento de 12,5% (R\$ 373 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T19	2T18	Variação		1S19	1S18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(366)	(352)	(13)	3,8%	(714)	(690)	(24)	3,4%
Material	(66)	(63)	(3)	4,4%	(133)	(126)	(7)	5,6%
Serviços de Terceiros	(178)	(156)	(23)	14,6%	(343)	(337)	(7)	2,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(203)	(143)	(60)	42,4%	(378)	(249)	(130)	52,3%
<i>PDD</i>	(65)	(42)	(23)	56,0%	(134)	(68)	(66)	96,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(39)	(31)	(7)	23,7%	(71)	(44)	(27)	62,2%
<i>Outros</i>	(99)	(69)	(30)	42,6%	(174)	(137)	(37)	27,1%
Total PMSO Reportado	(814)	(714)	(99)	13,9%	(1.569)	(1.401)	(167)	11,9%

O item PMSO atingiu R\$ 814 milhões no 2T19, comparado a R\$ 714 milhões no 2T18, um aumento de 13,9% (R\$ 99 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 3,8% (R\$ 13 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 4,4% (R\$ 3 milhões), devido aos aumentos em uniformes e equipamentos (R\$ 2 milhões) e em manutenção de frota, linhas e redes (R\$ 1 milhão);
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 14,6% (R\$ 23 milhões), devido principalmente (i) ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e COFINS na CPFL Renováveis em 2018

- e (ii) ao reajuste dos contratos com fornecedores;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 42,4% (R\$ 60 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aumento de 56,0% (R\$ 23 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
 - ✓ Aumento de 84,7% (R\$ 18 milhões) na baixa de ativos;
 - ✓ Aumento de 23,7% (R\$ 7 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ R\$ 12 milhões).

No 1S19, o item PMSO atingiu R\$ 1.569 milhões, comparado a R\$ 1.401 milhões no 1S18, um aumento de 11,9% (R\$ 167 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 3,4% (R\$ 24 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- (ii) **Material** - aumento de 5,6% (R\$ 7 milhões), devido principalmente ao aumento em manutenção de frota, linhas e redes;
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 2,0% (R\$ 7 milhões), devido principalmente ao aumento nos serviços de manutenção de linhas, redes e subestações;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 52,3% (R\$ 130 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aumento de 96,1% (R\$ 66 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
 - ✓ Aumento de 62,2% (R\$ 27 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 - ✓ Aumento de 16,2% (R\$ 8 milhões) na baixa de ativos;
 - ✓ Aumento de 20,8% (R\$ 8 milhões) da taxa de arrecadação;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 21 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 948 milhões no 2T19, comparado a R\$ 804 milhões no 2T18, registrando um aumento de 17,5% (R\$ 141 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 38,2% (R\$ 141 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 25,2% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019;
Parcialmente compensados por:
 - Redução de 1,4% (R\$ 6 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

No 1S19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.795 milhões, comparado a R\$ 1.590 milhões no 1S18, registrando um aumento de 13,0% (R\$ 206 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 25,1% (R\$ 186 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 25,2% (R\$ 11 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019;
- Aumento de 1,1% (R\$ 9 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

4.6) EBITDA

No 2T19, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.505 milhões, comparado a R\$ 1.370 milhões no 2T18, registrando um aumento de 9,9% (R\$ 135 milhões), reflexo principalmente do desempenho dos segmentos de Distribuição e Geração Convencional.

No 1S19, o **EBITDA** atingiu R\$ 3.036 milhões, comparado a R\$ 2.736 milhões no 1S18, registrando um aumento de 11,0% (R\$ 300 milhões), também reflexo principalmente do desempenho dos segmentos de Distribuição e Geração Convencional.

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Lucro Líquido	574	450	27,4%	1.144	870	31,6%
Depreciação e Amortização	408	414		813	804	
Resultado Financeiro	211	246		431	553	
Imposto de Renda / Contribuição Social	311	260		647	509	
EBITDA	1.505	1.370	9,9%	3.036	2.736	11,0%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receitas	231	169	36,8%	438	366	19,6%
Despesas	(443)	(415)	6,7%	(869)	(919)	-5,5%
Resultado Financeiro	(211)	(246)	-14,0%	(431)	(553)	-22,0%

No 2T19, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 211 milhões, uma redução de 14,0% (R\$ 34 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 246 milhões, registrada no 2T18. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 32,0% (R\$ 25 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (ii) Redução de 5,3% (R\$ 19 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo da redução do endividamento;
- (iii) Aumento de 18,4% (R\$ 3 milhões) nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (iv) Redução de 56,3% (R\$ 10 milhões) nas **demais receitas e despesas financeiras**;
Parcialmente compensado por:
- (v) Redução de 80,9% (R\$ 23 milhões) na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

No 1S19, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 431 milhões, uma redução de 22,0% (R\$ 122 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 553 milhões, registrada no 1S18. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 7,0% (R\$ 50 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo da redução do endividamento;
- (ii) Aumento de 146,1% (R\$ 28 milhões) nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (iii) Aumento de 13,4% (R\$ 23 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (iv) Variação de R\$ 12 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), passando de uma despesa de R\$ 8 milhões no 1S18 para uma receita de R\$ 4 milhões no 1S19;
- (v) Redução de 41,1% (R\$ 9 milhões) nas **demais receitas e despesas financeiras**.

4.8) Lucro Líquido

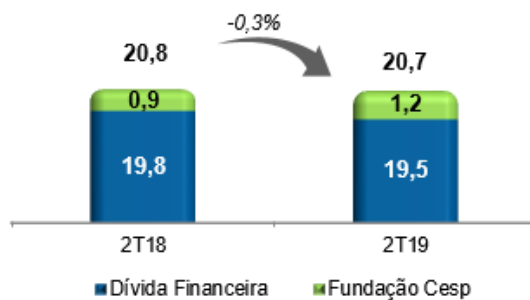
O **lucro líquido** foi de R\$ 574 milhões no 2T19, registrando um aumento de 27,4% (R\$ 123 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 450 milhões observado no 2T18. No 1S19, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.144 milhões, registrando um aumento de 31,6% (R\$ 274 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 870 milhões observado no 1S18.

5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida (IFRS)

Dívida Financeira - IFRS

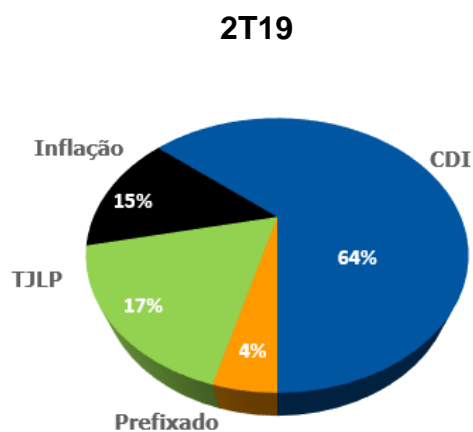
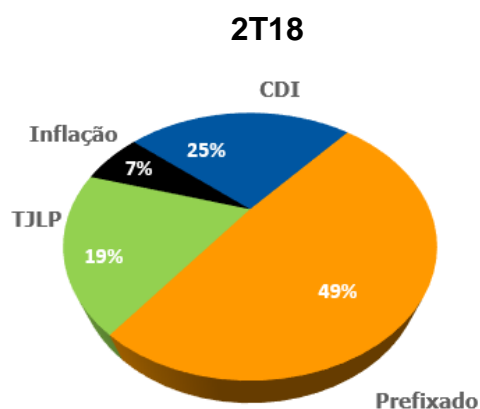
R\$ bilhões



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

Indexação Pós-Hedge

2T18 vs. 2T19



Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (23,2% do total no 2T19), são contratadas operações de swap, visando

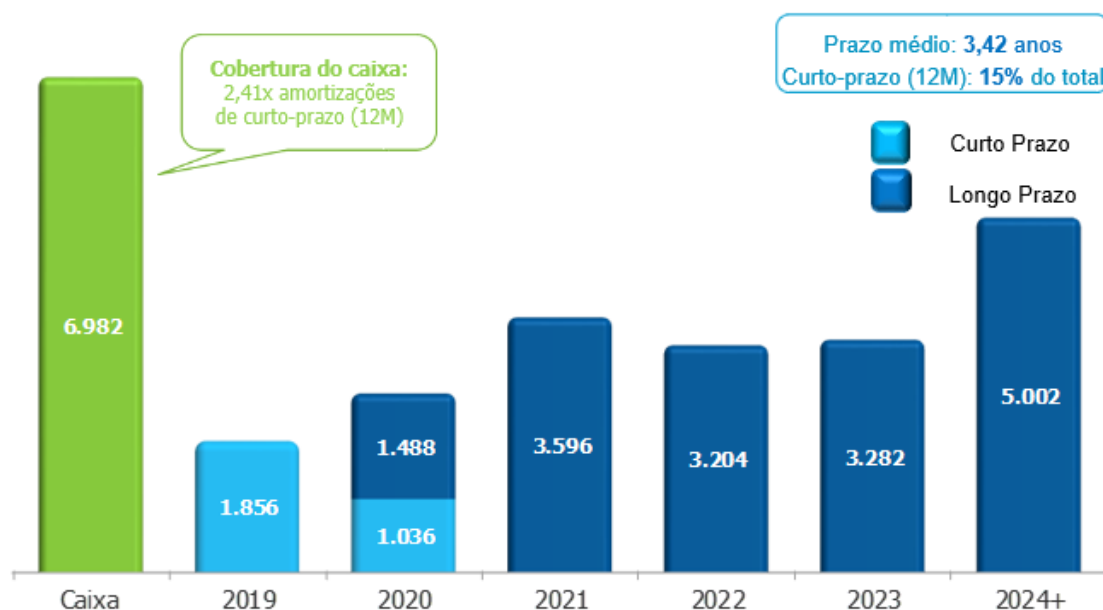
a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	2T19	2T18	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.472)	(19.839)	-1,8%
(+) Disponibilidades	6.982	2.490	180,4%
(=) Dívida Líquida	(12.490)	(17.348)	-28,0%

5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (jun/19)

A CPFL Energia tem amplo acesso a fontes de liquidez através de alternativas diversificadas de *funding*, seja por meio de linhas de financiamento no mercado local, tais como emissões de debêntures, BNDES e demais bancos de fomento, seja através de linhas de financiamento no mercado externo. Esse acesso ao crédito para o grupo CPFL está atualmente reforçado pelo suporte de sua nova estrutura acionária, que por meio da State Grid, confere ao grupo maior robustez junto ao mercado financeiro.



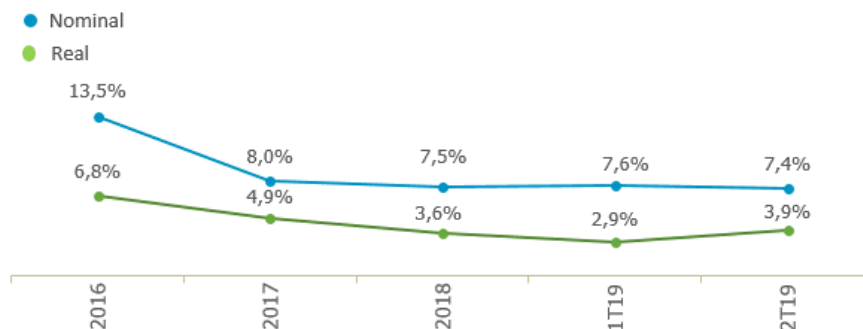
Notas:

- 1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos de R\$ 19.464 milhões. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 19.472 milhões, faz-se a inclusão dos encargos e o efeito de marcação a mercado (MTM) e custos com captação;
- 2) Curto Prazo (julho de 2019 – junho de 2020) = R\$ 2.892 milhões.

A posição de caixa ao final do 2T19 possuía índice de cobertura de **2,41x** das amortizações do próximo ano, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2021. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,42** anos.

Em 09 de maio de 2019 foi aprovada a 9ª emissão de debêntures simples da CPFL Renováveis no montante total de R\$ 838 milhões. Os recursos líquidos obtidos pela CPFL Renováveis com esta emissão serão utilizados para alinhar o custo ao da CPFL Energia e assim garantir custos mais adequados.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério IFRS



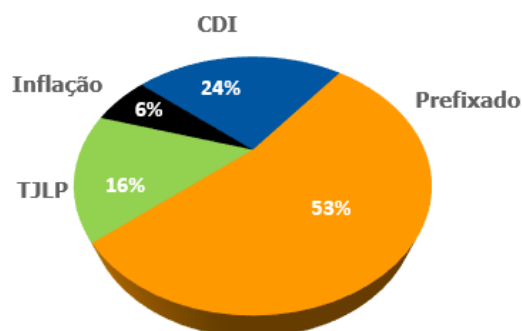
Nota: (1) a partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

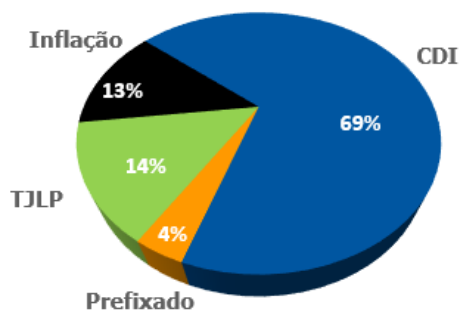
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 2T18 vs. 2T19

2T18



2T19



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

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (25,5% 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 2T19, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 10.964 milhões**, uma redução de **29,9%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T18, no montante de **R\$ 15.651 milhões**.

Critério <i>Covenants</i> R\$ Milhões	2T19	2T18	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.776)	(17.821)	-0,3%
(+) Disponibilidades	6.812	2.170	213,9%
(=) Dívida Líquida	(10.964)	(15.651)	-29,9%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	5.683	5.041	12,7%
Dívida Líquida / EBITDA	1,93	3,11	-37,9%

1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, 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 financeiros setoriais e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 10.964 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 5.683 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 2T19 alcançou **1,93x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)						
Segmento	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Distribuição	482	346	39,2%	885	712	24,2%
Geração - Convencional	4	2	99,8%	5	3,17	71,1%
Geração - Renováveis	17	60	-72,0%	49	104	-52,7%
Comercialização	1	1	5,6%	1	1	-12,3%
Serviços e Outros ²	15	13	18,7%	22	26	-14,0%
Subtotal	518	421	22,9%	963	847	13,7%
Transmissão ¹	3	0	926,7%	3	0	526,9%
Total	521	422	23,5%	966	848	14,0%

Nota:

1) Investimentos de R\$ 2.628 mil no 2T19 e de R\$ 256 mil no 2T18;

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

No 2T19, os investimentos foram de R\$ 521 milhões, um aumento de 23,5%, comparado aos R\$ 422 milhões registrados no 2T18. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição:

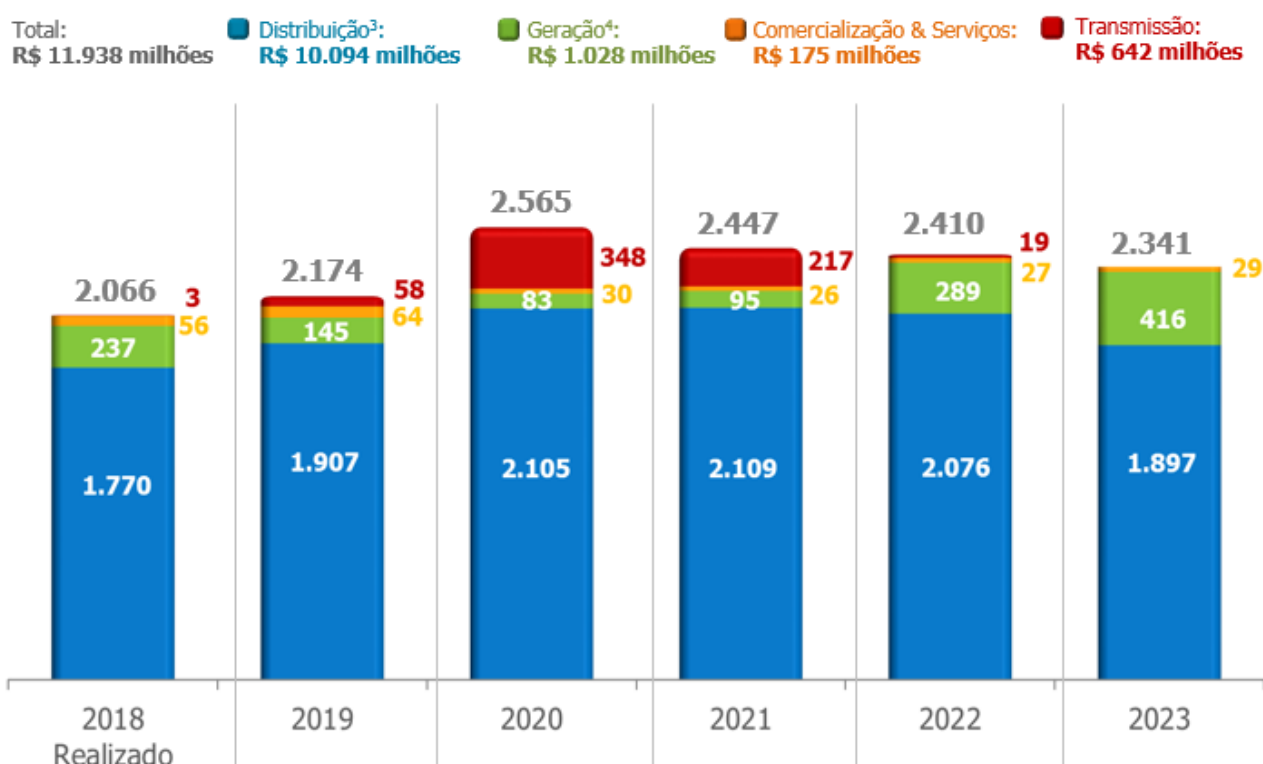
- Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
- Infraestrutura operacional;

- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.

6.2) Investimentos Previstos

Em 30 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2019 e Projeções Plurianuais 2020/2023 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹



Notas:

- 1) Moeda constante;
- 2) Plano de investimentos divulgado no Release de Resultados do 4T18/2018, de março de 2019;
- 3) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores);
- 4) Convencional + Renováveis.

7) POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Em 21 de maio de 2019, a CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que seu Conselho de Administração aprovou em reunião realizada naquela data, a adoção de uma política de distribuição de dividendos.

Tal Política de Dividendos estabelece que seja distribuído anualmente pela Companhia como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei das S.A. Ademais, a Política de Dividendos estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, dentre os quais destacam-se a condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, as condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento da Companhia, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. A Política de Dividendos também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos, sendo que, de acordo com o planejamento tributário da Companhia, pode-se determinar que a distribuição de juros sobre o capital próprio, no futuro, seja do seu interesse.

A Política de Dividendos aprovada possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais.

A Política de Dividendos está disponível no *website* de Relações com Investidores <http://www.cpf.com.br/ri>.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

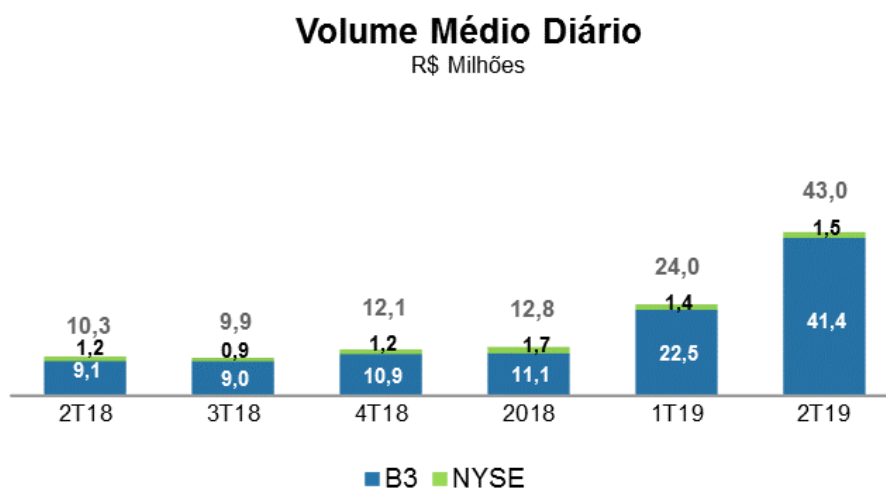
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/06/2019	R\$ 30,43	63.831	100.967	30/06/2019	\$ 15,62	24.736	26.600
31/03/2019	R\$ 30,48	57.449	95.415	31/03/2019	\$ 15,52	23.618	25.929
30/06/2018	R\$ 21,67	38.562	72.763	30/06/2018	\$ 11,08	18.614	24.271
Var. Tri	-0,2%	11,1%	5,8%	Var. Tri	0,6%	4,7%	2,6%
Var. 12M	40,4%	65,5%	38,8%	Var. 12M	41,0%	32,9%	9,6%

Em 30 de junho de 2019, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 30,43 por ação na B3 e US\$ 15,62 por ADR na NYSE, uma desvalorização no trimestre de -0,2% e uma valorização de 0,6%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações e os ADRs apresentaram uma valorização de 40,4% na B3 e de 41,0% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 2T19 foi de R\$ 43,0 milhões, sendo R\$ 41,4 milhões na B3 e R\$ 1,5 milhão na NYSE, representando um aumento de 318,8% em relação ao 2T18. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, aumentou 134,8%.



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

8.3) Oferta Pública de Ações

Em 2 de abril de 2019, a Companhia informou à B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sobre sua intenção de realizar uma oferta pública de ações ordinárias (“Oferta”), e, em 18 de abril de 2019, a B3 aprovou seu pedido de extensão de prazo para atingimento de um percentual mínimo de ações em circulação no mercado (*free float*) de 15% do capital social total da Companhia até 31 de outubro de 2019. Em 24 de Abril de 2019, foi divulgado o Fato Relevante pela Companhia, informando que

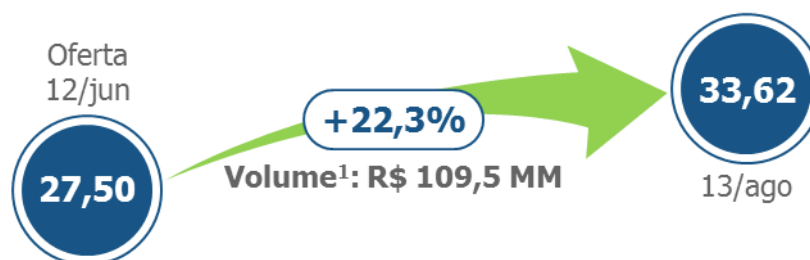
arquivou na *Securities and Exchange Commission* (“SEC”) um *Registration Statement on Form F-3* (“Form F-3”), permitindo que a Companhia realizasse nos EUA determinadas ofertas públicas de ações ordinárias de emissão da Companhia, inclusive sob a forma de *American Depositary Shares* (“ADS”).

Em 12 de junho de 2019, em continuação aos comunicados divulgados anteriormente, a Companhia divulgou em Fato Relevante que foi aprovada em reunião do Conselho de Administração, no âmbito da Oferta e nos termos da Instrução CVM 476, a fixação do preço por ação no valor de R\$ 27,50 e o aumento do capital social da Companhia no valor de R\$ 3.212.470.965,00, por meio da emissão de 116.817.126 novas ações. Conseqüentemente, o capital social passou de R\$ 5.741.284.174,75 para R\$ 8.953.755.139,75 e o total de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal passou de 1.017.914.746 para 1.134.731.872. Em 27 de junho de 2019, a quantidade de ações foi acrescida de um lote suplementar de 15% do total das ações inicialmente ofertadas (sem considerar o Lote Adicional), ou seja, 17.522.568 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das ações inicialmente ofertadas, passando o total de ações para 1.152.254.440. Em 28 de junho de 2019 estas ações foram liquidadas, totalizando R\$ 481.870.620,00 de aumento de capital, passando o capital social para R\$ 9.435.625.759,75 em 30 de junho de 2019.

Os custos de emissão totalizaram, até 30 de junho de 2019, o montante de R\$ 45.968 mil, líquido dos efeitos tributários.

A Oferta foi realizada, simultaneamente: (i) com esforços restritos de colocação no Brasil, em mercado de balcão não organizado, sob a coordenação do Banco Itaú BBA S.A. (“Coordenador Líder”) e dos bancos Santander (Brasil) S.A, Bradesco BBI S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Morgan Stanley S.A. (que em conjunto com o Coordenador Líder, foram os “Coordenadores da Oferta”), incluindo esforços de colocação das ações no exterior por “Agentes de Colocação Internacional”, exclusivamente junto a Investidores Estrangeiros registrados na CVM e que investem no Brasil; e (ii) no exterior, sob a coordenação do Itaú BBA USA Securities, Inc., Santander Investment Securities Inc., Bradesco Securities Inc., Banco BTG Pactual S.A. – Cayman Branch e Morgan Stanley & Co. LLC (em conjunto “Coordenadores da Oferta Internacional”), realizada nos Estados Unidos da América, sob a forma de ADSs, representadas por ADRs, listados e admitidos à negociação na New York Stock Exchange (“NYSE”). Não houve realocação de ações entre a Oferta Brasileira e a Oferta Internacional, em função da demanda verificada no Brasil e no exterior durante o curso da Oferta e, dessa forma, não houve alocação de ADSs no contexto da Oferta Internacional, sendo, portanto, todas as ações distribuídas no âmbito da Oferta Brasileira.

Performance das Ações:



Nota: (1) Volume Médio Diário de Negociação: de 13/jun (dia subsequente ao dia da oferta) a 13/ago.

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 2019, a CPFL completa 15 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 reúnem empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto, e os acionistas da Companhia, em caso de alienação do controle acionário, têm assegurado *tag along* em condições igualitárias às oferecidas ao alienante.

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 9 membros (sendo 2 membros independentes), todos com prazo de mandato unificado 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, bem como as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 5 comitês de assessoramento (Comitê de Estratégica e Processos de Gestão, Comitê de Gestão de Recursos Humanos, Comitê de Partes Relacionadas, Comitê de Gestão de Riscos, Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade, o acompanhamento da auditoria interna e a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas controladores. Além disso, conselho pode constituir *ad hoc*, nos termos do Regimento Interno na medida que entenda necessário.

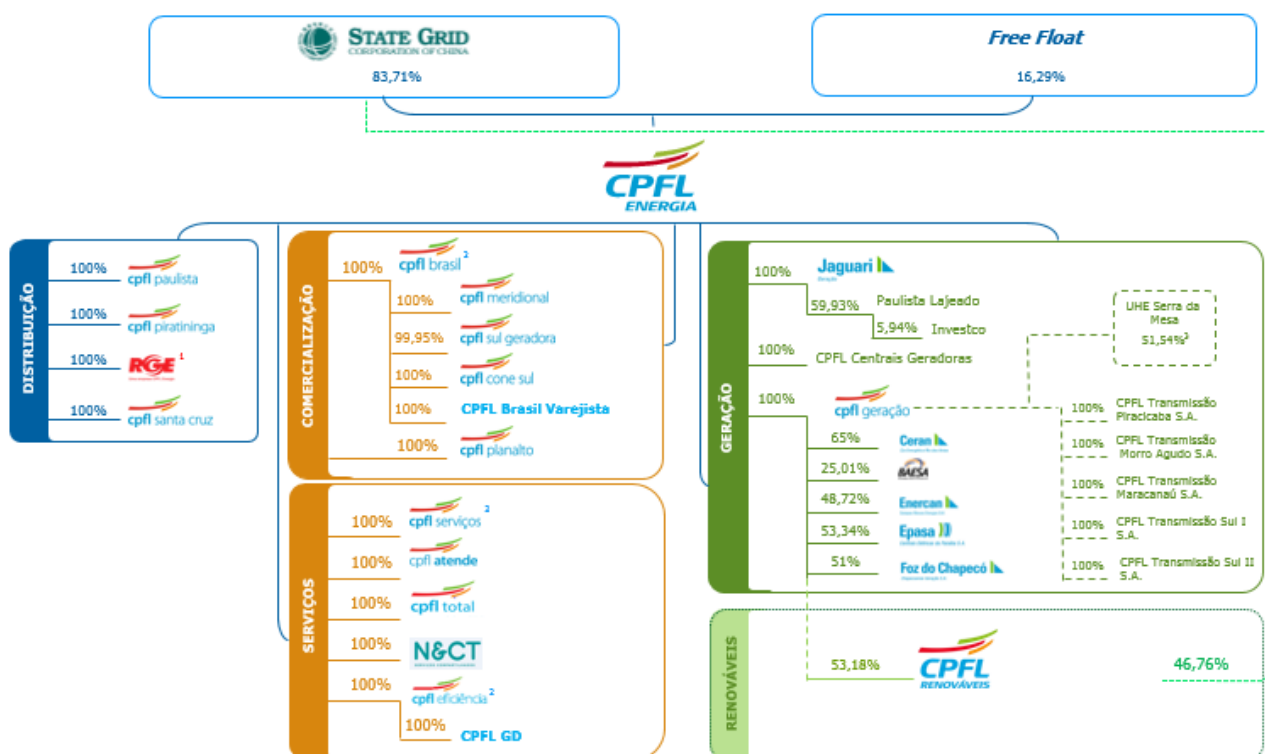
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 9 Diretores Vice-Presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, alguns dos 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.cpf.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: 30/06/2019

Notas:

- (1) RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) 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.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

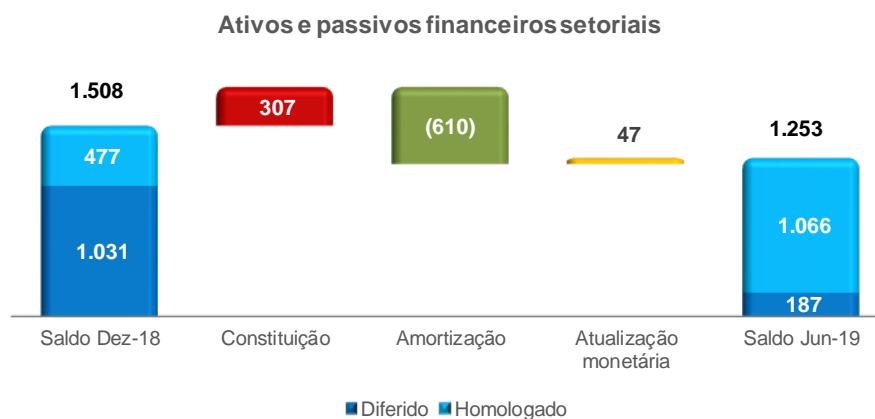
DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	9.376	9.051	3,6%	18.823	17.381	8,3%
Receita Operacional Líquida	5.766	5.641	2,2%	11.703	10.842	7,9%
Custo com Energia Elétrica	(3.666)	(3.873)	-5,4%	(7.543)	(7.324)	3,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.422)	(1.208)	17,7%	(2.693)	(2.346)	14,8%
Resultado do Serviço	679	560	21,2%	1.467	1.172	25,1%
EBITDA⁽¹⁾	873	768	13,8%	1.853	1.560	18,8%
Resultado Financeiro	(72)	(47)	53,7%	(131)	(151)	-13,3%
Lucro Antes da Tributação	607	514	18,2%	1.335	1.021	30,8%
Lucro Líquido	387	324	19,6%	852	644	32,3%

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

Em 30 de junho de 2019, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.253 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2018, houve uma redução de R\$ 255 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um ativo de R\$ 307 milhões, principalmente em função de maiores custos com a energia de Itaipu e CDE acima da cobertura tarifária. Por outro lado, houve uma amortização de R\$ 610 milhões, favorecida principalmente pelos reajustes tarifários ocorridos ao longo do período, que permitiram o repasse de custos aos consumidores. A atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 47 milhões. É importante ainda notar que 85% do saldo contabilizado em junho/19 já foi homologado pela Aneel nos últimos eventos tarifários e será repassado nos próximos meses.

11.1.1.2) Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	8.214	7.218	13,8%	16.781	14.168	18,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	115	260	-55,7%	358	375	-4,4%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	511	370	38,1%	926	740	25,1%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	21	481	-95,6%	(303)	854	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	338	378	-10,4%	767	754	1,7%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	108	139	-21,8%	173	203	-15,1%
Outras Receitas e Rendas	68	206	-66,8%	120	285	-57,8%
Total	9.376	9.051	3,6%	18.823	17.381	8,3%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.614)	(1.477)	9,2%	(3.354)	(2.878)	16,5%
PIS e COFINS	(812)	(799)	1,7%	(1.606)	(1.534)	4,7%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.046)	(922)	13,5%	(2.044)	(1.819)	12,4%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(52)	(51)	0,6%	(107)	(99)	8,2%
PROINFA	(44)	(38)	15,3%	(83)	(73)	12,8%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(35)	(116)	-70,1%	88	(123)	-171,0%
Outros	(7)	(6)	14,4%	(14)	(11)	20,0%
Total	(3.610)	(3.410)	5,9%	(7.120)	(6.539)	8,9%
Receita Operacional Líquida	5.766	5.641	2,2%	11.703	10.842	7,9%

No 2T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.376 milhões, um aumento de 3,6% (R\$ 325 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 13,8% (R\$ 996 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2T18 e 2T19 (aumento médio de 20,58% na RGE em junho de 2018, em função da aplicação do 4CRTP, e nos RTAs, aumentos médios de 19,25% na CPFL Piratininga em outubro de 2018, de 13,31% na CPFL Santa Cruz em março de 2019 e de 8,66% na CPFL Paulista em abril de 2019); e (ii) do aumento de 0,9% na carga da área de concessão;
- Aumento de 38,1% (R\$ 141 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão, que tem contrapartida de mesmo valor nos custos operacionais;

Parcialmente compensados por:

- Redução de 95,6% (R\$ 460 milhões) na contabilização dos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Redução de 55,7% (R\$ 145 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 66,8% (R\$ 137 milhões) em Outras Receitas e Rendas, em função de um ressarcimento (efeito extraordinário, no valor de R\$ 133 milhões), ocorrido no 2T18. Nos eventos tarifários de 2018, a Aneel determinou a devolução aos consumidores de um montante arrecadado em tarifa no período 2010-12, pois os recursos não foram integralmente utilizados. As distribuidoras receberam os valores da União e, na mesma data, foram constituídos passivos financeiros setoriais de mesmo montante, sem afetar, portanto, o resultado¹;
- Redução de 10,4% (R\$ 39 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);

¹ A Lei no 12.111/2009 determinou arrecadação de adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida no período entre janeiro de 2010 e dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses subsequentes à integração dos sistemas isolados ao SIN. Uma vez que os montantes arrecadados não foram utilizados integralmente, a Lei no 13.587/2018 determinou o ressarcimento aos consumidores nos eventos tarifários de 2018.

- Redução de 21,8% (R\$ 30 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, apesar do IPCA mais elevado (1,46% no 2T19 versus 0,71% no 2T18), em função da contabilização dos efeitos da revisão tarifária da CPFL Paulista, da RGE e da RGE Sul no 2T18 (efeito extraordinário no valor de R\$ 93 milhões, devido ao laudo de avaliação da BRR);

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.610 milhões no 2T19, representando um aumento de 5,9% (R\$ 200 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 6,6% (R\$ 150 milhões) nos impostos (ICMS e PIS/Cofins);
- Aumento de 13,5% (R\$ 125 milhões) na CDE;
- Aumento de 7,4% (R\$ 7 milhões) nos demais itens;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 70,1% (R\$ 81 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.766 milhões no 2T19, representando um aumento de 2,2% (R\$ 125 milhões).

No 1S19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 18.823 milhões, um aumento de 8,3% (R\$ 1.442 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 18,4% (R\$ 2.613 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 1S18 e 1S19; e (ii) do aumento de 1,4% na carga da área de concessão;
- Aumento de 25,1% (R\$ 186 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;

Parcialmente compensados por:

- Variação de R\$ 1.157 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 854 milhões no 1S18 para um passivo de R\$ 303 milhões no 1S19;
- Redução de 57,8% (R\$ 165 milhões) em Outras Receitas e Rendas;
- Redução de 15,1% (R\$ 31 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Redução de R\$ 4 milhões nos demais itens.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 7.120 milhões no 1S19, representando um aumento de 8,9% (R\$ 581 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 12,4% (R\$ 548 milhões) nos impostos (ICMS e PIS/Cofins);
- Aumento de 12,4% (R\$ 225 milhões) na CDE;
- Aumento de R\$ 20 milhões nos demais itens;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 211 milhões na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 11.703 milhões no 1S19, representando um aumento de 7,9% (R\$ 861 milhões).

11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	693	716	-3,3%	1.350	1.275	5,9%
PROINFRA	99	82	20,4%	204	168	21,3%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.468	2.733	-9,7%	5.400	5.117	5,5%
Crédito de PIS e COFINS	(232)	(318)	-27,1%	(556)	(583)	-4,7%
Total	3.028	3.213	-5,8%	6.398	5.977	7,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	469	557	-15,7%	948	1.105	-14,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	70	65	6,9%	137	128	7,0%
Encargos de Conexão	45	36	24,0%	90	66	37,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	7	7	-3,8%	16	13	23,3%
ESS / EER	112	62	81,0%	71	175	-59,3%
Crédito de PIS e COFINS	(65)	(67)	-3,5%	(117)	(139)	-15,9%
Total	638	660	-3,3%	1.145	1.347	-15,0%
Custo com Energia Elétrica	3.666	3.873	-5,4%	7.543	7.324	3,0%

No 2T19, 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\$ 3.666 milhões, representando uma redução de 5,4% (R\$ 208 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 3.028 milhões no 2T19, o que representa uma redução de 5,8% (R\$ 186 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 9,7% (R\$ 265 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 19,2% no preço médio de compra (de R\$ 268,67/MWh no 2T18 para R\$ 217,19 MWh no 2T19), parcialmente compensada pelo aumento de 11,7% (1.191 GWh) na quantidade de energia comprada;
- Redução de 3,3% (R\$ 23 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente da redução de 2,6% no preço médio de compra (de R\$ 259,09/MWh no 2T18 para R\$ 252,40/MWh no 2T19) e pela redução de 0,7% (20 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- Redução de 27,1% (R\$ 86 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerado a partir da compra de energia;
- Aumento de 20,4% (R\$ 17 milhões) no **custo com Proinfra**, devido ao aumento de 21,3% no preço médio de compra (R\$ 371,99/MWh no 2T19 vs. R\$ 306,61/MWh no 2T18), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (2 GWh) na quantidade de energia comprada.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 638 milhões no 2T19, o que representa uma redução de 3,3% (R\$ 22 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 11,2% (R\$ 75 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (Rede Básica, Transporte de Itaipu, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição);

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 81,1% (R\$ 50 milhões) em **encargos setoriais** (ESS/EER);
- Redução de 3,5% (R\$ 2 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo) gerado

a partir dos encargos.

No 1S19, 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\$ 7.543 milhões, representando um aumento de 3,0% (R\$ 219 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 6.398 milhões no 1S19, o que representa um aumento de 7,0% (R\$ 421 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 5,5% (R\$ 283 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido ao aumento de 11,5% (2.458 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 5,4% no preço médio de compra (de R\$ 239,80/MWh no 1S18 para R\$ 226,90 MWh no 1S19);
 - (ii) Aumento de 5,9% (R\$ 75 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 6,7% no preço médio de compra (de R\$ 231,60/MWh no 1S18 para R\$ 247,04/MWh no 1S19), parcialmente compensado pela redução de 0,7% (39 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 21,3% (R\$ 36 milhões) no **custo com Proinfa**, devido ao aumento de 21,6% no preço médio de compra (R\$ 389,95/MWh no 1S19 vs. R\$ 320,58/MWh no 1S18), parcialmente compensado pela redução de 0,3% (2 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Redução de 4,7% (R\$ 27 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerado a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 1.145 milhões no 1S19, o que representa uma redução de 15% (R\$ 202 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 9,2% (R\$ 121 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão**;
 - (ii) Redução de 59,3% (R\$ 104 milhões) em **encargos setoriais** (ESS/EER);Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 15,9% (R\$ 22 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\$ 1.422 milhões no 2T19, um aumento de 17,7% (R\$ 214 milhões). No 1S19, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.693 milhões, um aumento de 14,8% (R\$ 347 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T19	2T18	Variação		1S19	1S18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(242)	(231)	(12)	5,1%	(469)	(455)	(14)	3,1%
Material	(44)	(42)	(3)	6,1%	(90)	(82)	(8)	10,3%
Serviços de Terceiros	(220)	(210)	(10)	4,8%	(427)	(416)	(10)	2,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(182)	(126)	(56)	44,6%	(340)	(220)	(120)	54,2%
<i>PDD</i>	<i>(64)</i>	<i>(42)</i>	<i>(22)</i>	<i>53,7%</i>	<i>(132)</i>	<i>(68)</i>	<i>(64)</i>	<i>94,6%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(38)</i>	<i>(30)</i>	<i>(8)</i>	<i>26,9%</i>	<i>(68)</i>	<i>(40)</i>	<i>(28)</i>	<i>69,4%</i>
<i>Outros</i>	<i>(80)</i>	<i>(54)</i>	<i>(26)</i>	<i>47,4%</i>	<i>(139)</i>	<i>(112)</i>	<i>(27)</i>	<i>24,2%</i>
Total PMSO Reportado	(689)	(608)	(80)	13,2%	(1.325)	(1.173)	(152)	13,0%

No 2T19, o **PMSO** atingiu R\$ 689 milhões, um aumento de 13,2% (R\$ 80 milhões).

Pessoal - aumento de 5,1% (R\$ 12 milhões), principalmente devido aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

Material - aumento de 6,1% (R\$ 3 milhões), principalmente reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 2 milhões);

Serviços de terceiros – aumento de 4,8% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: manutenção do sistema elétrico (R\$ 4 milhões), ações de cobrança, reaviso, corte e religação (R\$ 4 milhões), poda de árvores (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 44,6% (R\$ 56 milhões), devido ao aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 22 milhões), nas baixas de ativos (R\$ 18 milhões), nas despesas legais e judiciais (R\$ 8 milhões), taxa de arrecadação (R\$ 4 milhões) e demais custos/despesas (R\$ 4 milhões).

No 1S19, o **PMSO** atingiu R\$ 1.325 milhões, um aumento de 13,0% (R\$ 152 milhões).

Pessoal - aumento de 3,1% (R\$ 14 milhões);

Material - aumento de 10,3% (R\$ 8 milhões), principalmente reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 7 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 2,4% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: manutenção do sistema elétrico (R\$ 6 milhões), leitura e entrega de faturas (R\$ 5 milhões), serviços terceirizados (R\$ 4 milhões) e ações de cobrança, reaviso, corte e religação (R\$ 3 milhões), parcialmente compensados pelas reduções em auditoria e consultoria (R\$ 6 milhões) e demais custos/despesas (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 54,2% (R\$ 120 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 64 milhões), despesas legais e judiciais (R\$ 28 milhões), baixa de ativos (R\$ 9 milhões), taxa de arrecadação (R\$ 8 milhões) e demais custos/despesas (R\$ 11 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 2T19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 733 milhões, registrando um aumento de 22,3% (R\$ 134 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aumento de 38,1% (R\$ 141 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão** (esse item não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”);
- (ii) Aumento de 25,3% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 6,2% (R\$ 13 milhões) em **Depreciação e Amortização**.

No 1S19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.368 milhões, registrando um aumento de 16,7% (R\$ 195 milhões), com as variações abaixo:

- (iv) Aumento de 25,1% (R\$ 186 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**;
- (v) Aumento de 25,3% (R\$ 11 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 0,3% (R\$ 1 milhão) no item **Depreciação e Amortização**.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 873 milhões no 2T19, um aumento de 13,8% (R\$ 106 milhões), favorecido principalmente pelos efeitos positivos dos reajustes e revisões tarifárias, do desempenho da carga e da atualização do ativo financeiro da concessão. Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo do laudo de avaliação da BRR em função das revisões tarifárias, que gerou um ganho extraordinário no 2T18, e pelo maior PMSO.

No 1S19, o **EBITDA** totalizou R\$ 1.853 milhões, 1S18, um aumento de 18,8% (R\$ 293 milhões), influenciado basicamente pelos mesmos efeitos citados acima.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Lucro Líquido	387	324	19,6%	852	644	32,3%
Depreciação e Amortização	194	207		386	388	
Resultado Financeiro	72	47		131	151	
IR/CS	220	190		483	377	
EBITDA	873	768	13,8%	1.853	1.560	18,8%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receitas	148	122	21,1%	293	259	13,3%
Despesas	(220)	(169)	30,1%	(424)	(410)	3,5%
Resultado Financeiro	(72)	(47)	53,7%	(131)	(151)	-13,3%

No 2T19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 72 milhões, um aumento de 53,7% (R\$ 25 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 92,1% (R\$ 42 milhões) na **marcação a mercado** (efeito não caixa), que registrou ganho elevado no 2T18, fato que não se repetiu no 2T19, em função da variação da curva de juros futura, influenciada pela incerteza do início do período eleitoral;
- (ii) Aumento de 7,3% (R\$ 14 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, reflexo do aumento no saldo, que foi de R\$ 8.294 milhões em junho/18 para R\$ 8.987 milhões em junho/19.

Tais fatores foram parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 31,8% (R\$ 25 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
- (iv) Aumento de 18,4% (R\$ 3 milhões) na **atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**;
- (v) Redução de 60,2% (R\$ 2 milhões) **nas demais receitas e despesas financeiras**.

No 1S19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 131 milhões, uma redução de 13,3% (R\$ 20 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 146,1% (R\$ 28 milhões) na **atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**;
- (ii) Aumento de 13,6% (R\$ 23 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
- (iii) Redução de R\$ 10 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;

Tais fatores foram parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 5,7% (R\$ 20 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, principalmente em função do aumento do saldo;
- (v) Redução de 81,8% (R\$ 20 milhões) na **marcação a mercado** (efeito não caixa), que registrou ganho elevado no 1S18, fato que não se repetiu no 1S19.

11.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 387 milhões no 2T19, um aumento de 19,6% (R\$ 63 milhões). No 1S19, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 852 milhões, um aumento de 32,3% (R\$ 208 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	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	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP

Reajustes tarifários anuais de outubro de 2018, março, abril e junho de 2019

	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	RGE Sul
Resolução Homologatória	2.472	2.522	2.526	2.557	
Reajuste	20,01%	13,70%	12,02%	10,05%	
Parcela A	7,07%	1,12%	0,78%	-2,16%	
Parcela B	1,76%	0,90%	2,17%	2,21%	
Componentes Financeiros	11,18%	11,68%	9,07%	10,00%	
Efeito para o consumidor	19,25%	13,31%	8,66%	8,63%	1,72%
Data de entrada em vigor	23/10/2018	22/03/2019	08/04/2019	19/06/2019	

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

	RGE
Resolução Homologatória	2,401
Reajuste	21.27%
Parcela A	6.11%
Parcela B	9.45%
Componentes Financeiros	5.71%
Efeito para o consumidor	20.58%
Data de entrada em vigor	19/06/2018

4º Ciclo de Revisão Tarifária	RGE
Data	jun/18
Base de Remuneração Bruta (A)	4,374
Taxa de Depreciação (B)	3.74%
QRR (C = A x B)	164
Base de Remuneração Líquida (D)	3,032
WACC antes dos impostos (E)	12.26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	372
Obrigações Especiais (G)	8
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	543
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	523
Parcela B (J = H + I)	1,066
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	1.07%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	0.05%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	1,054
Outras Receitas (N)	28
Parcela B Ajustada (O = M - N)	1,026
Parcela A (P)	2,816
Receita Requerida (Q = O + P)	3,842

RGE

Em 19 de junho de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE. O efeito médio 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	2018	2T18	1T19	2T19	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2T18	1T19	2T19	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6,93	7,76	7,62	7,14	6,17	6,50	6,46	6,71	7,38	4,89	4,89	5,00	4,94	4,03	4,46	4,16	4,29	6,32
CPFL Piratininga	6,98	7,25	8,44 ²	6,97	5,92	5,93	6,40	6,55	6,42	4,19	4,31	3,97 ²	4,45	3,87	3,61	4,31	4,35	5,68
RGE	18,28	17,47	16,82	14,83	14,44	14,45	14,95	14,83	11,08	9,01	8,37	8,44	7,68	6,10	6,61	6,27	6,40	8,35
CPFL Santa Cruz	7,44	8,68	8,47	6,22	6,01	5,61	6,21	6,22	8,46	5,89	6,64	6,25	5,13	5,09	4,98	4,84	4,82	7,64

Notas:

- 1) Limite da ANEEL;
- 2) 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.

Os valores anualizados de DEC e FEC do segundo trimestre de 2019 apresentaram resultados anualizados muito próximos aos do mesmo período de 2018 (+4,0% no DEC e -0,2% no FEC) no consolidado das distribuidoras. Neste comparativo trimestral cabe um destaque para redução no FEC da CPFL Paulista (-3,8%), da CPFL Santa Cruz (-3,2%) e da RGE (-0,3%).

Em relação especificamente à RGE Sul, o plano de recuperação dos indicadores técnicos permanece incluindo 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, 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.

Desde 2019, as concessões da RGE e RGE Sul foram unificadas, tornando-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos.

Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹						
	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	ANEEL
CPFL Energia	9,02%	8,86%	9,03%	8,84%	9,01%	8,27%
CPFL Paulista	9,10%	8,87%	9,13%	8,86%	9,13%	8,37%
CPFL Piratininga	7,87%	7,79%	7,94%	7,69%	7,88%	6,92%
RGE	9,73%	9,71%	9,70%	9,78%	9,74%	9,14%
CPFL Santa Cruz	8,84%	8,09%	8,56%	7,82%	8,10%	7,58%

Notas:

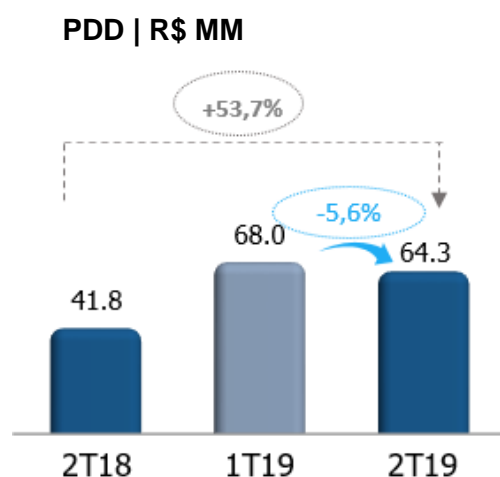
- 1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga e RGE, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 9,01% no 2T19, comparado a 8,84% no 1T19, um aumento de 0,17 p.p. Se comparado ao 2T18 (9,02%), houve uma redução de 0,01 p.p.

O grupo CPFL tem intensificado o combate às perdas não técnicas nos últimos anos, onde as principais realizações do semestre foram:

- i. Realização de 291 mil inspeções em unidades consumidoras;
- ii. Recorte de 55 mil unidades consumidoras inativadas;
- iii. Regularização de 1,1 mil consumidores clandestinos;
- iv. Substituição de medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- v. Implantação das caixas blindadas de medição para 4 mil clientes em São Paulo;
- vi. Recuperação de 295 GWh de energia, sendo 217 GWh relativos à incremento de faturamento e 78 GWh de energia retroativa;
- vii. Condução à delegacia de polícia de 81 pessoas, entre prisões e indiciamento por furto de energia;
- viii. Comunicação das ações da CPFL Energia no combate as perdas em mídias físicas e digitais, mostrando que furto de energia é crime e passível de penalidade.

Inadimplência



A PDD apresentou um aumento de R\$ 64 milhões (~53,7%) no 2T19, em relação ao 2T18.

No 2T19, diversas ações foram implementadas apresentando um resultado positivo, com redução de 5,6% em relação ao 1T19:

- ✓ Aumento de cortes de energia no 2T19 (536 mil cortes no 2T19 versus 465 mil no 1T19) e expectativa de manter o mesmo nível até o final do ano (medidor e disjuntor);
- ✓ Intensificação de outras ações de cobrança: 2,9 milhões de negativas no 2T19 (641k acima do 1T) e 2,4 milhões de SMS e e-mails (171k acima do 1T);
- ✓ Intensificação das negociações com clientes com débitos judiciais e inativos (grupo A);
- ✓ Implementação de novas opções de pagamento (cartão de débito e crédito) para contas atrasadas.

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Líquida	813	843	-3,6%	1.573	1.553	1,3%
EBITDA⁽¹⁾	22	31	-29,7%	52	39	35,4%
Resultado Líquido	13	16	-18,9%	28	16	77,1%

Nota:

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

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Líquida	158	128	23,9%	304	239	27,0%
EBITDA⁽¹⁾	39	25	55,4%	75	48	56,9%
Lucro Líquido	23	14	68,0%	46	27	72,9%

Nota:

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

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	332	297	11,7%	633	605	4,6%
Receita Operacional Líquida	298	271	10,0%	567	552	2,7%
Custo com Energia Elétrica	(29)	(17)	70,5%	(58)	(35)	63,7%
Custos e Despesas Operacionais	(55)	(54)	1,3%	(107)	(107)	-0,7%
Resultado do Serviço	214	200	7,3%	403	409	-1,6%
EBITDA	334	299	11,8%	638	624	2,2%
Resultado Financeiro	(39)	(75)	-48,1%	(83)	(143)	-41,9%
Lucro Antes da Tributação	265	194	37,0%	495	421	17,7%
Lucro Líquido	208	155	34,0%	392	337	16,4%

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

As análises apresentadas neste relatório consideram as transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo.

No 2T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 332 milhões, um aumento de 11,7% (R\$ 35 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 298 milhões, registrando um aumento de 10% (R\$ 27 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de R\$ 13 milhões em outras receitas operacionais, pelo aumento na receita com acordo ressarcimento GSF na CPFL Geração;
- Aumento de R\$ 25 milhões na receita com suprimento de energia, justificado principalmente pelo reajuste dos contratos aliado ao aumento na quantidade de energia vendida na CPFL Geração (R\$ 16,8 milhões). Aumento na receita da controlada CERAN (R\$ 7,8 milhões), justificado principalmente pelo aumento na quantidade da energia vendida;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução R\$ 4 milhões na receita com suprimento de energia da CPFL da Jaguari Geração;

No 1S19, a Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 633 milhões, um aumento de 4,6% (R\$ 28 milhões) em relação ao 1S18. A Receita Operacional Líquida foi de R\$ 567 milhões, registrando um aumento de 2,7% (R\$ 15 milhões). O principal fator que contribuiu para o aumento da receita operacional líquida foi o aumento na receita com suprimento de energia, aliada ao reajuste dos contratos na CPFL Geração (R\$ 20 milhões). Adicionalmente, podemos citar o aumento de R\$ 9 milhões na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran).

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução R\$ 5 milhões na receita com suprimento de energia da CPFL da Jaguari Geração.

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 2T19, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 29 milhões, um aumento de 70,5% (R\$ 12 milhões), devido principalmente ao seguinte fator:

- Aumento de R\$ 12 milhões no custo com Energia Comprada para Revenda, explicada principalmente pelo acordo de ressarcimento do GSF (R\$ 19 milhões) e compensado parcialmente pela redução de volume com compra de energia (R\$ 5 milhões) na CPFL Geração.

No 1S19, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 58 milhões, um aumento de 63,7% (R\$ 23 milhões), também explicado principalmente pelo aumento no custo com Energia Comprada para Revenda em relação ao 1S18, devido ao acordo de ressarcimento do GSF.

11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 55 milhões no 2T19, comparados a R\$ 54 milhões no 2T18, uma variação de 1,3%. No 1S19, os custos e despesas operacionais permaneceram no mesmo patamar do 1S18 (R\$ 107 milhões).

Os fatores que explicam esses custos seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Variação %	1S19	1S18	Variação %
PMSO						
Pessoal	9	9	2,8%	17	17	-3,8%
Material	1	1	31,0%	2	1	30,5%
Serviços de Terceiros	7	6	19,0%	12	10	17,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	7	8	-11,0%	15	17	-12,0%
Prêmio do Risco do GSF	2	2	31,9%	5	4	31,9%
Outros	5	7	-22,8%	10	13	-24,0%
Total PMSO	24	23	2,5%	46	46	-1,0%

O item PMSO atingiu R\$ 24 milhões no 2T19, registrando um aumento de 2,5% em relação ao 2T18.

No 1S19 o item PMSO atingiu R\$ 46 milhões, registrando uma redução de 1,0% em relação ao 1S18.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 30 milhões no 2T19, comparado a R\$ 31 milhões no 2T18.

No 1S19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 61 milhões, mantendo o mesmo patamar do 1S18.

No grupo "Outros", registramos a reclassificação das despesas referentes à Compensação Financeira sobre Recursos Hídricos, para o grupo Deduções da Receita, conforme orientação da Aneel (R\$ 2 milhões no 2T19 e R\$ 4 milhões no 1S19).

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	2T19	2T18	Var. R\$	Var. %	1S19	1S18	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	(3)	(0)	(3)	100,0%	0	3	(2)	-89,1%
UHE Campos Novos	36	21	16	74,4%	67	48	19	38,6%
UHE Foz do Chapecó	32	29	3	9,4%	62	60	2	3,2%
UTE Epasa	25	19	5	28,3%	47	44	3	7,3%
Total	90	69	21	30,3%	176	154	21	13,8%

Nota: A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45.

No 2T19, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 90 milhões, comparado a R\$ 69 milhões no 2T18, um aumento de 30,3% (R\$ 21 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	2T19	2T18	Var. R\$	Var. %	1S19	1S18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	14	15	(1)	-8,0%	28	31	(2)	-7,5%
Custos/Desp. Operacionais	(12)	(10)	(2)	22,2%	(18)	(15)	(3)	23,2%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	0	0,0%	(6)	(6)	(0)	0,1%
Resultado Financeiro	(3)	(5)	2	-36,1%	(3)	(6)	2	-38,6%
IR/CS	2	0	1	1023,2%	(0)	(1)	1	-95,0%
Lucro Líquido	(3)	(0)	(3)	878,3%	0	3	(2)	-89,1%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	2T19	2T18	Var. R\$	Var. %	1S19	1S18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	89	65	23	35,7%	156	134	22	16,7%
Custos/Desp. Operacionais	(23)	(22)	(1)	3,2%	(35)	(37)	3	-7,3%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	-3,9%	(12)	(12)	1	-4,2%
Resultado Financeiro	(4)	(5)	1	-23,4%	(8)	(10)	3	-25,5%
IR/CS	(19)	(11)	(8)	78,7%	(34)	(25)	(10)	40,0%
Lucro Líquido	36	21	16	74,4%	67	48	19	38,6%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECO	2T19	2T18	Var. R\$	Var. %	1S19	1S18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	111	108	3	2,4%	219	215	5	2,2%
Custos/Desp. Operacionais	(24)	(25)	1	-4,5%	(53)	(49)	(3)	6,7%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	0	-2,8%	(32)	(32)	0	-0,5%
Resultado Financeiro	(23)	(32)	9	-29,3%	(41)	(44)	4	-8,6%
IR/CS	(16)	(15)	(1)	8,5%	(31)	(31)	(0)	1,5%
Lucro Líquido	32	29	3	9,4%	62	60	2	3,2%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	2T19	2T18	Var. R\$	Var. %	1S19	1S18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	111	53	58	108,3%	216	146	69	47,1%
Custos/Desp. Operacionais	(74)	(25)	(49)	196,0%	(145)	(83)	(62)	75,3%
Depreciação e Amortização	(5)	(5)	0	-0,8%	(9)	(9)	0	-0,7%
Resultado Financeiro	(2)	(2)	0	-1,4%	(3)	(3)	0	-1,6%
IR/CS	(6)	(2)	(3)	137,7%	(11)	(7)	(4)	50,3%
Lucro Líquido	25	19	5	28,3%	47	44	3	7,3%

11.3.1.5) EBITDA

No 2T19, o **EBITDA** foi de R\$ 334 milhões, comparado a R\$ 299 milhões no 2T18, um aumento de 11,8% (R\$ 35 milhões).

Os principais fatores que contribuíram para esta variação no 2T19 foram:

- (i) Efeito da inflação sobre os contratos (+R\$ 22 MM);
- (ii) Maior geração hídrica e térmica (+R\$ 13 MM).

No 1S19, o **EBITDA** foi de R\$ 638 milhões, comparado a R\$ 624 milhões no 1S18, um aumento de 2,2% (R\$ 14 milhões).

Os principais fatores que contribuíram para esta variação no 1S19 foram:

- (i) Efeito da inflação sobre os contratos (+R\$ 33 MM);
- (ii) Maior geração hídrica e térmica (+R\$ 13 MM).
Parcialmente compensados por:
- (iii) Baesa: acordo de compensação do GSF relacionado a 2018 (-R\$ 17 MM)

(iv) Manutenção (overhaul) da Epasa (-R\$ 10 MM)

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Lucro Líquido	208	155	34,0%	392	337	16,4%
Depreciação e Amortização	30	30		60	61	
Resultado Financeiro	39	75		83	143	
IR/CS	57	38		103	83	
EBITDA	334	299	11,8%	638	624	2,2%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receitas	13	16	-18,6%	23	37	-36,5%
Despesas	(52)	(91)	-42,9%	(106)	(179)	-40,8%
Resultado Financeiro	(39)	(75)	-48,1%	(83)	(143)	-41,9%

No 2T19, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 39 milhões, representando uma redução de 48,1% (R\$ 36 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 75 milhões registrada no 2T18.

Os principais itens que explicam esta variação são:

- (i) Redução de 30,5% (R\$ 20 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução no volume da dívida, aliado a variação no CDI (3,07% no 2T19 ante 3,17% no 2T18).
- (ii) Redução de 99,7% (R\$ 18 milhões) nas despesas com **atualizações monetárias e cambiais**: efeito positivo de R\$ 22 milhões apurado na marcação a mercado do derivativo *zero-cost collar*²;
- (iii) Receita de R\$ 7 milhões no 2T19 referente a **juros sobre contratos de mútuo**, um aumento de R\$ 3 milhões em relação ao 2T18.

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 61,4% (R\$ 9 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**.

No 1S19, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 83 milhões, representando uma redução de 41,9% (R\$ 60 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 143 milhões registrada no 1S18.

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.

Os principais itens que explicam esta variação são:

- (i) Redução de 28,5% (R\$ 37 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução no volume da dívida, aliado a variação no CDI.
- (ii) Redução de 88,7% (R\$ 33 milhões) nas despesas com **atualizações monetárias e cambiais**: sendo R\$ 22 milhões referente ao derivativo *zero cost collar* e R\$ 11 milhões referente à outras atualizações monetárias e cambiais.
- (iii) Receita de R\$ 13 milhões no 1S19 referente a **juros sobre contratos de mútuo**, um aumento de R\$ 9 milhões em relação ao 1H18.

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 69,1% (R\$ 20 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**.

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 2T19, o **lucro líquido** foi de R\$ 208 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 155 milhões no 2T18, um aumento de 34,0% (R\$ 53 milhões).

No 1S19, o **lucro líquido** foi de R\$ 392 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 337 milhões no 1S18, um aumento de 16,4% (R\$ 55 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Var. %	1S19	1S18	Var. %
Receita Operacional Bruta	434	437	-0,7%	788	843	-6,5%
Receita Operacional Líquida	411	415	-0,9%	745	799	-6,6%
Custo com Energia Elétrica	(66)	(82)	-19,1%	(120)	(152)	-21,5%
Custos e Despesas Operacionais	(256)	(232)	10,3%	(505)	(475)	6,4%
Resultado do Serviço	89	101	-11,8%	121	171	-29,5%
EBITDA ⁽¹⁾	251	256	-1,9%	443	484	-8,4%
Resultado Financeiro	(111)	(119)	-6,7%	(223)	(248)	-10,2%
Lucro antes da Tributação	(22)	(18)	22,7%	(102)	(77)	32,7%
Lucro Líquido	(38)	(37)	5,4%	(132)	(109)	20,6%

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 2T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 434 milhões, representando uma redução de 0,7% (-R\$ 3 milhões). A **Receita Operacional Líquida** atingiu R\$ 411 milhões, representando uma redução de 0,9% (-R\$ 4 milhões).

Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Redução de R\$ 35 milhões na receita das eólicas, devido principalmente: (i) à menor geração dos complexos eólicos (-R\$ 22 milhões); (ii) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 2T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 2T19 (-R\$ 9 milhões); e (iii) ao ressarcimento anual do déficit de geração do Complexo Santa Clara (-R\$ 4 milhões).

Fonte PCHs e Holding:

- Aumento de R\$ 22 milhões na receita das PCHs devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos (R\$ +19 milhões); e ao volume maior de energia secundária do MRE (+R\$ 3 milhões).
- Aumento de R\$ 6 milhões na receita da Holding devido às operações intercompany de hedge e swap liquidadas à PLD no 2T19, enquanto no 2T18 essas operações mitigaram o efeito da exposição das eólicas que estavam vendendo energia no MCSD (sazonalização flat).

Fonte Biomassa:

- Aumento de R\$ 3 milhões na receita das biomassas devido à estratégia de sazonalização dos contratos e à maior geração de algumas usinas (R\$ 8 milhões), parcialmente compensado pelo menor liquidação de energia para recomposição de lastro e hedge no 2T19 (-R\$ 4 milhões), com contrapartida no custo com compra de energia.

11.4.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 2T19, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 66 milhões, representando uma redução de 19,1% (-R\$ 16 milhões). No 1S19, os custos com energia elétrica totalizaram R\$ 120 milhões, uma queda de 21,5% comparado ao 1S18.

O custo de compra de energia totalizou R\$ 42 milhões, uma redução de 37,3% (-R\$ 25 milhões). Já no 1S19 houve uma queda no custo com a compra de energia elétrica de 36,8% (-R\$ 41 milhões). Esses resultados foram influenciados principalmente pelo menor volume de compras de energia para operações de hedge e déficits de energia dos parques eólicos que participam do MCSD por conta da sazonalização flat em 2018 e também ao menor GSF nos períodos.

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 25 milhões no 2T19, um aumento de 60,0% (+R\$ 9 milhões) devido principalmente ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins em 2018, parcialmente compensado pelo reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão. No 1S19 houve um aumento de 21,3% (+R\$ 9 milhões).

11.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 256 milhões no 2T19, comparado a R\$ 232 milhões no 2T18, representando um aumento de 10,3% (+R\$ 24 milhões). Já no acumulado, houve um aumento de 6,4%, atingindo R\$ 505 milhões (+R\$ 30 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	2T19	2T18	Variação		1S19	1S18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(27)	(26)	(1)	3,3%	(54)	(51)	(2)	4,5%
Material	(4)	(7)	3	-47,8%	(8)	(17)	9	-53,0%
Serviços de Terceiros	(51)	(34)	(17)	50,3%	(97)	(77)	(20)	25,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12)	(10)	(2)	21,8%	(25)	(18)	(7)	39,6%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(2)	1	-50,0%
Outros	(11)	(9)	(3)	31,8%	(24)	(15)	(8)	53,6%
Total PMSO	(94)	(77)	(17)	21,7%	(183)	(163)	(20)	12,5%

O item PMSO atingiu R\$ 94 milhões no 2T19, comparado a R\$ 77 milhões no 2T18, um aumento de 21,7% (R\$ 17 milhões). No 1S19 o custo do PMSO teve um aumento de 12,5% (R\$ 20 milhões). Os resultados do trimestre e acumulado são explicados principalmente pelo ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Confins em 2018 e reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 162 milhões no 2T19, aumento de 4,6% (R\$ 7 milhões) e um aumento

de 3,2% no 1S19 (R\$ 10 milhões). Esse resultado é explicado pela entrada em operação da PCH Boa Vista II em novembro de 2018 e pelo efeito da unitização do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2018

11.4.1.4) EBITDA

No 2T19, o EBITDA foi de R\$ 251 milhões, comparado a R\$ 256 milhões no 2T18, uma redução de 1,9% (-R\$ 5 milhões). Esse resultado deve-se principalmente à menor receita líquida dos parques eólicos, ao fim da carência dos contratos de O&M dos parques eólicos do ACL e à recuperação de créditos de PIS/Cofins no 2T18. Tais fatores foram parcialmente compensados por uma receita maior das PCHs devido à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos; e pela menor despesa com GSF.

No 1S19 houve uma redução de 8,4% (-R\$41 milhões). Esse resultado é explicado, principalmente pela menor receita de eólica no período.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Lucro Líquido	(38)	(37)	5,4%	(132)	(109)	20,6%
Depreciação e Amortização	(162)	(154)		(322)	(312)	
Resultado Financeiro	(111)	(119)		(223)	(248)	
IR/CS	(17)	(19)		(29)	(32)	
EBITDA	251	256	-1,9%	443	484	-8,4%

11.4.1.5) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receitas	50	30	68.0%	99	60	64.6%
Despesas	(161)	(149)	-8.3%	(322)	(308)	4.3%
Resultado Financeiro	(111)	(119)	-6.7%	(223)	(248)	-10.2%

No 2T19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 111 milhões, uma redução de 6,7% (-R\$ 8 milhões).

Os principais itens que explicam esta variação são:

- Redução de 11,5% (-R\$ 13 milhões) nas despesas com a Dívida Líquida;
- Aumento de 114,5% (+R\$ 2 milhões) na liquidação do CCEE;

No 1S19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 223 milhões, uma redução de 10,2% (-R\$ 25 milhões).

Os principais itens que explicam esta variação são:

- Redução de 10,7% (-R\$ 24 milhões) nas despesas com a Dívida Líquida;
- Redução de 27,9% (-R\$ 2 milhões) na liquidação do CCEE;

11.4.1.6) Lucro Líquido

No 2T19, o prejuízo líquido foi de R\$ 38 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 37 milhões no 2T18. No 1S19 foi registrado um prejuízo líquido de R\$ 132 milhões. Esses desempenhos refletem a piora do Ebitda e melhora do resultado financeiro nos períodos.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.133 MW de capacidade instalada em operação e 97 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 40 PCHs (453 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 1 PCH (28 MW) e 4 parques eólicos (69 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.903 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	453	370	1.309	1	2.133
Em construção	28	-	69	-	97
Em desenvolvimento	149	-	2.415	340	2.903
Total	630	370	3.792	341	5.134

PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 28,0 MW e a garantia física é de 16,6 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018. (preço: R\$ 189,95/MWh – Junho de 2019).

Parques Eólicos do Complexo Gameleira

Os parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 69,3 MW e a garantia física é de 39,4 MWmédios. Parte da energia (12,0 MWmédios) foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018. (preço: R\$ 89,89/MWh – Junho de 2019).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2018
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	6.981.505	1.891.457	2.490.235
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.599.139	4.547.951	4.545.631
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	94.353	100.182	153.187
Tributos a Compensar	405.457	411.256	480.967
Derivativos	204.125	309.484	449.475
Ativo Financeiro Setorial	1.193.246	1.330.981	679.406
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	23.241
Ativo Contratual	26.502	23.535	-
Outros Créditos	628.045	787.470	849.752
	14.132.373	9.402.316	9.671.894
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	689.638	752.795	235.146
Depósitos Judiciais	889.207	854.374	866.057
Tributos a Compensar	422.337	253.691	233.474
Ativo Financeiro Setorial	179.944	223.880	414.528
Derivativos	377.061	347.507	370.585
Créditos Fiscais Diferidos	928.067	956.380	825.862
Ativo Financeiro da Concessão	8.070.373	7.430.149	7.053.027
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	719.417	927.440	901.320
Investimentos	1.038.754	980.362	906.115
Imobilizado	9.225.343	9.456.614	9.612.096
Ativo Contratual	1.344.423	1.046.433	-
Intangível	9.298.719	9.462.935	10.501.494
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	33.299.936	32.809.214	32.036.357
TOTAL DO ATIVO	47.432.309	42.211.530	41.708.250

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2018
CIRCULANTE			
Fornecedores	2.725.984	2.398.085	3.229.917
Empréstimos e Financiamentos	2.566.905	2.446.113	3.011.598
Debêntures	652.074	917.352	1.385.146
Entidade de Previdência Privada	133.557	86.623	69.132
Taxas Regulamentares	161.283	150.656	286.858
Impostos, Taxas e Contribuições	856.520	765.438	470.759
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	532.295	532.608	37.105
Obrigações Estimadas com Pessoal	156.881	119.252	150.597
Derivativos	6.883	8.139	11.314
Passivo Financeiro Setorial	-	-	394
Uso do Bem Público	6.104	11.570	11.179
Outras Contas a Pagar	1.137.104	979.296	1.049.723
TOTAL DO CIRCULANTE	8.935.592	8.415.132	9.713.721
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	330.302	333.036	135.370
Empréstimos e Financiamentos	8.549.968	8.989.846	7.657.213
Debêntures	8.263.067	8.023.493	8.591.981
Entidade de Previdência Privada	1.107.738	1.156.639	870.298
Impostos, Taxas e Contribuições	4.353	9.691	14.768
Débitos Fiscais Diferidos	1.095.818	1.136.227	1.276.832
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	978.819	979.360	949.408
Derivativos	14.070	23.659	1.443
Passivo Financeiro Setorial	120.373	46.703	-
Uso do Bem Público	96.647	89.965	86.561
Outras Contas a Pagar	634.525	475.396	469.910
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	21.195.681	21.264.015	20.053.785
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	9.389.657	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	393.959	469.257	468.018
Reserva Legal	900.992	900.992	798.090
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	-	-	-
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	3.527.510	3.527.510	1.292.046
Resultado Abrangente Acumulado	(396.793)	(376.294)	(160.056)
Lucros Acumulados	1.196.597	-	1.656.377
	15.011.923	10.262.749	9.795.759
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.289.113	2.269.634	2.144.986
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	17.301.036	12.532.383	11.940.745
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	47.432.309	42.211.530	41.708.250

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	2T19	2T18	Varição	1S19	1S18	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.527.618	6.909.773	8,9%	15.537.512	13.657.216	13,8%
Suprimento de Energia Elétrica	1.316.478	1.317.495	-0,1%	2.668.969	2.315.954	15,2%
Receita com construção de infraestrutura	511.367	370.053	38,2%	926.580	740.615	25,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	108.297	138.552	-21,8%	172.787	203.409	-15,1%
Ativo e passivo financeiro setorial	21.055	480.699	-95,6%	(302.825)	854.246	-
Outras Receitas Operacionais	1.319.216	1.284.344	2,7%	2.588.763	2.366.973	9,4%
	10.804.030	10.500.917	2,9%	21.591.785	20.138.414	7,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.767.724)	(3.555.551)	6,0%	(7.428.033)	(6.818.393)	8,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.036.306	6.945.366	1,3%	14.163.752	13.320.021	6,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.606.485)	(3.862.633)	-6,6%	(7.559.027)	(7.163.909)	5,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(662.126)	(675.403)	-2,0%	(1.193.346)	(1.387.849)	-14,0%
	(4.268.610)	(4.538.036)	-5,9%	(8.752.373)	(8.551.758)	2,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(365.768)	(352.388)	3,8%	(713.786)	(690.133)	3,4%
Material	(66.140)	(63.358)	4,4%	(132.997)	(125.979)	5,6%
Serviços de Terceiros	(178.448)	(155.722)	14,6%	(343.458)	(336.654)	2,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(203.162)	(142.718)	42,4%	(378.422)	(248.540)	52,3%
<i>PDD</i>	<i>(65.236)</i>	<i>(41.822)</i>	<i>56,0%</i>	<i>(133.850)</i>	<i>(68.242)</i>	<i>96,1%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(38.937)</i>	<i>(31.467)</i>	<i>23,7%</i>	<i>(70.975)</i>	<i>(43.751)</i>	<i>62,2%</i>
<i>Outros</i>	<i>(98.989)</i>	<i>(69.429)</i>	<i>42,6%</i>	<i>(173.596)</i>	<i>(136.547)</i>	<i>27,1%</i>
Custos com Construção de Infraestrutura	(511.323)	(370.047)	38,2%	(926.534)	(740.606)	25,1%
Entidade de Previdência Privada	(28.151)	(22.477)	25,2%	(56.302)	(44.955)	25,2%
Depreciação e Amortização	(336.070)	(342.493)	-1,9%	(668.401)	(661.169)	1,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(72.109)	(71.287)	1,2%	(144.219)	(142.795)	1,0%
	(1.761.172)	(1.520.490)	15,8%	(3.364.118)	(2.990.831)	12,5%
EBITDA¹	1.504.503	1.369.511	9,9%	3.035.600	2.735.788	11,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.006.524	886.840	13,5%	2.047.260	1.777.432	15,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	231.337	169.078	36,8%	437.932	366.230	19,6%
Despesas	(442.661)	(414.752)	6,7%	(869.296)	(919.423)	-5,5%
	(211.324)	(245.674)	-14,0%	(431.364)	(553.193)	-22,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	89.799	68.891	30,3%	175.719	154.392	13,8%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	89.654	68.746	30,4%	175.430	154.102	13,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	884.854	709.913	24,6%	1.791.326	1.378.341	30,0%
Contribuição Social	(84.028)	(69.844)	20,3%	(174.078)	(136.712)	27,3%
Imposto de Renda	(227.153)	(189.892)	19,6%	(473.217)	(372.047)	27,2%
	573.673	450.177	27,4%	1.144.031	869.581	31,6%
LUCRO LÍQUIDO	573.673	450.177	27,4%	1.144.031	869.581	31,6%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>580.629</i>	<i>455.714</i>	<i>27,4%</i>	<i>1.184.079</i>	<i>899.497</i>	<i>31,6%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(6.956)</i>	<i>(5.537)</i>	<i>25,6%</i>	<i>(40.049)</i>	<i>(29.915)</i>	<i>33,9%</i>

Nota:

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

12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T19	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	3.440.810	2.490.235
Lucro Líquido Antes dos Tributos	884.854	3.352.962
Depreciação e Amortização	408.181	1.602.720
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	224.170	1.022.321
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	38.433	(757.649)
Ativo Financeiro Setorial	87.278	(77.306)
Contas a Receber - CDE	34.420	50.609
Fornecedores	(423.434)	(463.695)
Passivo Financeiro Setorial	(108.333)	26.460
Contas a Pagar - CDE	17.527	85.760
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(308.161)	(1.267.172)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(216.503)	(983.789)
Outros	301.108	732.812
	54.686	(28.929)
Total de Atividades Operacionais	939.540	3.324.033
Atividades de Investimentos		
Aquisições do Ativo Contratual, Imobilizado e Outros Intangíveis	(520.572)	(2.180.903)
Outros	(10.572)	289.750
Total de Atividades de Investimentos	(531.144)	(1.891.153)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	3.624.689	3.632.668
Captação de Empréstimos e Debêntures	3.632.128	7.655.975
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(4.112.121)	(8.202.193)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(12.409)	(28.072)
Outros	12	12
Total de Atividades de Financiamento	3.132.299	3.058.390
Geração de Caixa	3.540.695	4.491.270
Saldo Final do Caixa - 30/06/2019	6.981.505	6.981.505

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



Geração Convencional						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	311.394	290.266	7,3%	599.668	575.444	4,2%
Receita com Construção da Infraestrutura	582	171	239,7%	637	256	149,1%
Outras Receitas Operacionais	19.958	6.671	199,2%	32.446	29.371	10,5%
	331.934	297.108	11,7%	632.750	605.071	4,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(34.279)	(26.595)	28,9%	(65.635)	(53.103)	23,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	297.655	270.513	10,0%	567.115	551.968	2,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(21.921)	(9.985)	119,5%	(44.332)	(21.705)	104,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.873)	(6.899)	-0,4%	(13.662)	(13.729)	-0,5%
	(28.794)	(16.884)	70,5%	(57.994)	(35.434)	63,7%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.837)	(8.598)	2,8%	(16.716)	(17.376)	-3,8%
Material	(800)	(611)	31,0%	(1.689)	(1.294)	30,5%
Serviços de Terceiros	(6.698)	(5.630)	19,0%	(12.335)	(10.481)	17,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.469)	(8.395)	-11,0%	(14.829)	(16.858)	-12,0%
Custo com Construção da Infraestrutura	(537)	(165)	225,6%	(590)	(246)	139,6%
Entidade de Previdência Privada	(473)	(388)	21,9%	(946)	(777)	21,8%
Depreciação e Amortização	(27.278)	(27.632)	-1,3%	(54.489)	(55.287)	-1,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%	(4.983)	(4.983)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	-	-	-	-	-	-
	(54.585)	(53.910)	1,3%	(106.577)	(107.302)	-0,7%
EBITDA	333.845	298.733	11,8%	637.736	623.894	2,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	214.277	199.719	7,3%	402.544	409.232	-1,6%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	13.142	16.147	-18,6%	23.229	36.609	-36,5%
Despesas	(52.024)	(91.110)	-42,9%	(106.150)	(179.439)	-40,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(38.881)	(74.964)	-48,1%	(82.921)	(142.829)	-41,9%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	89.799	68.891	30,3%	175.719	154.392	13,8%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	89.654	68.746	30,4%	175.430	154.102	13,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	265.049	193.502	37,0%	495.052	420.505	17,7%
Contribuição Social	(15.183)	(10.191)	49,0%	(27.296)	(22.170)	23,1%
Imposto de Renda	(41.906)	(28.140)	48,9%	(75.427)	(61.284)	23,1%
LUCRO LÍQUIDO	207.961	155.171	34,0%	392.329	337.051	16,4%

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.

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - Participação 100%								
	2T19	2T18	Var.	Var. %	1S19	1S18	Var.	Var. %
RECEITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	5.596	5.501	95	1,7%	11.420	11.307	112	1,0%
Suprimento de Energia Elétrica	428.303	431.114	(2.811)	-0,7%	773.279	829.881	(56.602)	-6,8%
Outras Receitas Operacionais	391	827	(437)	-52,8%	3.202	1.771	1.431	80,8%
	434.289	437.442	(3.153)	-0,7%	787.900	842.959	(55.059)	-6,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(22.993)	(22.411)	(582)	2,6%	(42.415)	(44.375)	1.960	-4,4%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	411.297	415.031	(3.735)	-0,9%	745.486	798.584	(53.098)	-6,6%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(41.776)	(66.623)	24.847	-37,3%	(71.020)	(112.388)	41.369	-36,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(24.563)	(15.356)	(9.207)	60,0%	(48.590)	(40.056)	(8.534)	21,3%
	(66.339)	(81.979)	15.640	-19,1%	(119.610)	(152.444)	32.834	-21,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(27.145)	(26.277)	(868)	3,3%	(53.519)	(51.238)	(2.282)	4,5%
Material	(3.706)	(7.096)	3.390	-47,8%	(7.892)	(16.784)	8.893	-53,0%
Serviços de Terceiros	(51.204)	(34.057)	(17.147)	50,3%	(96.675)	(76.763)	(19.912)	25,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.019)	(9.865)	(2.154)	21,8%	(24.866)	(17.811)	(7.055)	39,6%
Depreciação e Amortização	(121.805)	(115.502)	(6.303)	5,5%	(242.579)	(233.983)	(8.595)	3,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.807)	(38.984)	(823)	2,1%	(79.614)	(78.190)	(1.424)	1,8%
	(255.686)	(231.781)	(23.904)	10,3%	(505.144)	(474.769)	(30.375)	6,4%
EBITDA¹	250.884	255.758	(4.874)	-1,9%	442.924	483.544	(40.620)	-8,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	89.272	101.272	(11.999)	-11,8%	120.732	171.371	(50.639)	-29,5%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	50.196	29.873	20.324	68,0%	98.787	60.012	38.774	64,6%
Despesas	(161.370)	(148.991)	(12.379)	8,3%	(321.666)	(308.345)	(13.321)	4,3%
	(111.174)	(119.119)	7.945	-6,7%	(222.880)	(248.333)	25.453	-10,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(21.902)	(17.847)	(4.054)	22,7%	(102.148)	(76.962)	(25.185)	32,7%
Contribuição Social	(5.474)	(6.262)	788	-12,6%	(9.751)	(10.880)	1.129	-10,4%
Imposto de Renda	(11.122)	(12.431)	1.309	-10,5%	(19.622)	(21.219)	1.597	-7,5%
LUCRO LÍQUIDO	(38.498)	(36.541)	(1.957)	5,4%	(131.521)	(109.061)	(22.459)	20,6%

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						
	2T19	2T18	Varição	1S19	1S18	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.989.937	6.429.785	8,7%	14.496.462	12.711.164	14,0%
Suprimento de Energia Elétrica	479.891	371.901	29,0%	1.040.005	574.824	80,9%
Receita com construção de infraestrutura	510.785	369.882	38,1%	925.944	740.360	25,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	108.297	138.552	-21,8%	172.787	203.409	-15,1%
Ativo e passivo financeiro setorial	21.055	480.699	-95,6%	(302.825)	854.246	-
Outras Receitas Operacionais	1.266.397	1.260.290	0,5%	2.490.183	2.296.547	8,4%
	9.376.362	9.051.109	3,6%	18.822.556	17.380.549	8,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.609.963)	(3.409.928)	5,9%	(7.119.930)	(6.538.609)	8,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.766.399	5.641.181	2,2%	11.702.625	10.841.940	7,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.027.897)	(3.213.444)	-5,8%	(6.398.131)	(5.976.970)	7,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(637.948)	(659.937)	-3,3%	(1.144.915)	(1.347.286)	-15,0%
	(3.665.844)	(3.873.382)	-5,4%	(7.543.046)	(7.324.255)	3,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(242.327)	(230.639)	5,1%	(468.674)	(454.758)	3,1%
Material	(44.492)	(41.933)	6,1%	(90.202)	(81.774)	10,3%
Serviços de Terceiros	(219.825)	(209.847)	4,8%	(426.514)	(416.328)	2,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(182.077)	(125.894)	44,6%	(339.936)	(220.395)	54,2%
PDD	(64.309)	(41.834)	53,7%	(132.433)	(68.044)	94,6%
Despesas Legais e Judiciais	(37.968)	(29.909)	26,9%	(68.429)	(40.384)	69,4%
Outros	(79.800)	(54.151)	47,4%	(139.074)	(111.967)	24,2%
Custos com construção de infraestrutura	(510.785)	(369.882)	38,1%	(925.944)	(740.360)	25,1%
Entidade de Previdência Privada	(27.678)	(22.089)	25,3%	(55.356)	(44.178)	25,3%
Depreciação e Amortização	(180.264)	(193.096)	-6,6%	(358.135)	(359.468)	-0,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(14.133)	0,0%	(28.266)	(28.266)	0,0%
	(1.421.581)	(1.207.514)	17,7%	(2.693.025)	(2.345.526)	14,8%
EBITDA¹	873.370	767.515	13,8%	1.852.955	1.559.892	18,8%
	765.073					
RESULTADO DO SERVIÇO	678.973	560.286	21,2%	1.466.554	1.172.159	25,1%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	147.983	122.226	21,1%	293.158	258.664	13,3%
Despesas	(219.612)	(168.838)	30,1%	(424.319)	(409.983)	3,5%
Juros Sobre o Capital Próprio	(71.630)	(46.612)	53,7%	(131.161)	(151.319)	-13,3%
	607.344	513.674	18,2%	1.335.393	1.020.839	30,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO						
Contribuição Social	(59.250)	(50.355)	17,7%	(129.701)	(100.238)	29,4%
Imposto de Renda	(161.054)	(139.642)	15,3%	(353.572)	(276.369)	27,9%
LUCRO LÍQUIDO	387.039	323.678	19,6%	852.120	644.232	32,3%

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						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	4.112.125	3.972.508	3,5%	8.094.519	7.476.769	8,3%
Receita Operacional Líquida	2.561.594	2.495.498	2,6%	5.087.160	4.698.072	8,3%
Custo com Energia Elétrica	(1.676.475)	(1.743.941)	-3,9%	(3.378.361)	(3.230.509)	4,6%
Custos e Despesas Operacionais	(570.059)	(493.542)	15,5%	(1.083.029)	(955.244)	13,4%
Resultado do Serviço	315.060	258.014	22,1%	625.770	512.319	22,1%
EBITDA⁽¹⁾	380.118	332.134	14,4%	754.368	646.496	16,7%
Resultado Financeiro	(20.959)	(2.386)	778,2%	(39.608)	(34.920)	13,4%
Lucro antes da Tributação	294.101	255.628	15,1%	586.162	477.399	22,8%
Lucro Líquido	188.854	162.096	16,5%	376.319	303.142	24,1%

CPFL PIRATININGA						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	1.702.178	1.618.895	5,1%	3.494.537	3.139.416	11,3%
Receita Operacional Líquida	1.017.361	983.671	3,4%	2.114.980	1.900.681	11,3%
Custo com Energia Elétrica	(696.875)	(708.937)	-1,7%	(1.457.217)	(1.343.760)	8,4%
Custos e Despesas Operacionais	(227.098)	(197.521)	15,0%	(448.225)	(365.939)	22,5%
Resultado do Serviço	93.388	77.213	20,9%	209.539	190.982	9,7%
EBITDA⁽¹⁾	120.469	102.343	17,7%	263.529	240.801	9,4%
Resultado Financeiro	(12.649)	138	-9271,9%	(22.597)	(24.508)	-7,8%
Lucro antes da Tributação	80.739	77.350	4,4%	186.942	166.474	12,3%
Lucro Líquido	51.348	48.180	6,6%	118.839	104.288	14,0%

RGE						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	3.124.003	3.038.975	2,8%	6.378.523	5.957.257	7,1%
Receita Operacional Líquida	1.900.802	1.885.313	0,8%	3.901.464	3.709.140	5,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.130.266)	(1.246.388)	-9,3%	(2.375.887)	(2.426.977)	-2,1%
Custos e Despesas Operacionais	(536.498)	(444.059)	20,8%	(998.875)	(878.910)	13,6%
Resultado do Serviço	234.038	194.866	20,1%	526.703	403.253	30,6%
EBITDA⁽¹⁾	324.076	291.605	11,1%	706.257	584.842	20,8%
Resultado Financeiro	(34.345)	(41.403)	-17,0%	(61.939)	(85.777)	-27,8%
Lucro antes da Tributação	199.693	153.463	30,1%	464.764	317.476	46,4%
Lucro Líquido	125.937	95.800	31,5%	294.239	198.951	47,9%

CPFL SANTA CRUZ						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Receita Operacional Bruta	438.055	420.732	4,1%	854.977	807.106	5,9%
Receita Operacional Líquida	286.641	276.701	3,6%	599.020	534.047	12,2%
Custo com Energia Elétrica	(162.228)	(174.116)	-6,8%	(331.582)	(323.010)	2,7%
Custos e Despesas Operacionais	(87.925)	(72.391)	21,5%	(162.897)	(145.433)	12,0%
Resultado do Serviço	36.488	30.194	20,8%	104.542	65.605	59,4%
EBITDA⁽¹⁾	48.707	41.433	17,6%	128.801	87.753	46,8%
Resultado Financeiro	(3.677)	(2.961)	24,2%	(7.017)	(6.114)	14,8%
Lucro antes da Tributação	32.810	27.233	20,5%	97.525	59.490	63,9%
Lucro Líquido	20.900	17.601	18,7%	62.723	37.851	65,7%

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						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	2.349	2.327	0,9%	5.003	4.788	4,5%
Industrial	2.744	2.741	0,1%	5.417	5.415	0,0%
Comercial	1.432	1.401	2,2%	2.980	2.866	4,0%
Outros	1.090	1.118	-2,5%	2.194	2.168	1,2%
Total	7.615	7.587	0,4%	15.594	15.236	2,4%

CPFL Piratininga						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	967	975	-0,9%	2.101	2.017	4,2%
Industrial	1.569	1.662	-5,6%	3.072	3.263	-5,9%
Comercial	636	625	1,7%	1.333	1.277	4,4%
Outros	325	304	6,8%	658	595	10,6%
Total	3.496	3.567	-2,0%	7.164	7.152	0,2%

RGE						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	1.286	1.347	-4,5%	2.880	2.814	2,3%
Industrial	1.655	1.641	0,9%	3.156	3.123	1,1%
Comercial	634	666	-4,8%	1.381	1.401	-1,4%
Outros	1.207	1.222	-1,2%	2.670	2.790	-4,3%
Total	4.783	4.877	-1,9%	10.087	10.128	-0,4%

CPFL Santa Cruz						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	199	200	-0,3%	420	402	4,6%
Industrial	267	247	8,4%	533	484	10,2%
Comercial	90	88	3,2%	192	180	6,2%
Outros	176	190	-7,5%	366	356	2,7%
Total	732	724	1,2%	1.511	1.422	6,2%

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



CPFL Paulista						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	2.349	2.327	0,9%	5.003	4.788	4,5%
Industrial	590	619	-4,6%	1.181	1.260	-6,3%
Comercial	1.042	1.048	-0,5%	2.193	2.154	1,8%
Outros	1.035	1.086	-4,7%	2.104	2.093	0,5%
Total	5.016	5.080	-1,3%	10.480	10.295	1,8%

CPFL Piratininga						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	967	975	-0,9%	2.101	2.017	4,2%
Industrial	255	283	-10,1%	514	570	-9,9%
Comercial	446	447	-0,1%	953	923	3,2%
Outros	280	261	7,4%	569	512	11,3%
Total	1.947	1.966	-0,9%	4.137	4.022	2,9%

RGE						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	1.286	1.347	-4,5%	2.880	2.814	2,3%
Industrial	483	525	-8,1%	939	1.004	-6,5%
Comercial	536	582	-7,9%	1.182	1.235	-4,2%
Outros	1.198	1.213	-1,2%	2.654	2.773	-4,3%
Total	3.503	3.667	-4,5%	7.654	7.826	-2,2%

CPFL Santa Cruz						
	2T19	2T18	Var.	1S19	1S18	Var.
Residencial	199	200	-0,3%	420	402	4,6%
Industrial	97	101	-4,1%	194	199	-2,8%
Comercial	84	82	1,9%	178	169	5,0%
Outros	175	190	-7,7%	365	356	2,5%
Total	555	573	-3,1%	1.157	1.126	2,7%

12.11) Informações sobre participações societárias

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	4.539	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	1.773	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE") (a)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	2.904	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	461	30 anos	Julho de 2045

Nota:

- (a) Em 31 de dezembro de 2018, foi aprovado o agrupamento das concessões das distribuidoras RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul") e Rio Grande Energia S.A. ("RGE"), sendo a RGE Sul a Incorporadora e a RGE a Incorporada;

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 (b)	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% (c)	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% (d)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 53,18%	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 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 Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Maracanaú S.A. ("CPFL Maracanaú")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Sul I S.A. ("CPFL Sul I")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Sul II S.A. ("CPFL Sul II")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

- (b) 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;
- (c) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- (d) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A. (5,94% de participação no capital social total).

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%

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

(em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro Forma (2T19)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

Jun/19	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida Bruta	423	5.261	-	5.684	521	-	1.120	169	1.810	7.494
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(74)	(682)	(20)	(775)	(73)	(21)	(223)	(53)	(370)	(1.146)
Dívida Líquida	349	4.580	(20)	4.909	448	(21)	897	116	1.439	6.348
Participação CPFL (%)	65,00%	53,18%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	227	2.435	(12)	2.651	218	(5)	457	62	732	3.383

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	19.472
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(6.982)
Dívida Líquida (IFRS)	12.490
(-) Projetos 100%	(4.909)
(+) Consolidação Proporcional	3.383
Dívida Líquida (Pro Forma)	10.964

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (2T19 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

2T19LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	333	1.883	47	2.263	638	312	873	969	2.792	5.056
Despesa Operacional	(93)	(715)	(25)	(833)	(183)	(228)	(198)	(679)	(1.288)	(2.121)
EBITDA	240	1.168	22	1.430	455	84	675	291	1.504	2.934
Participação CPFL (%)	65,00%	53,18%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	156	621	13	790	222	21	344	155	742	1.532

Reconciliação

CPFL Energia - 2T19LTM	
Lucro Líquido	2.440
Amortização	1.603
Resultado Financeiro	981
Imposto de Renda/Contribuição Social	913
EBITDA	5.937
(-) Equivalência patrimonial	(356)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.430)
(+) EBITDA Proporcional	1.532
EBITDA Pro Forma	5.683

Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	1,93x
--	--------------

Nota: conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.