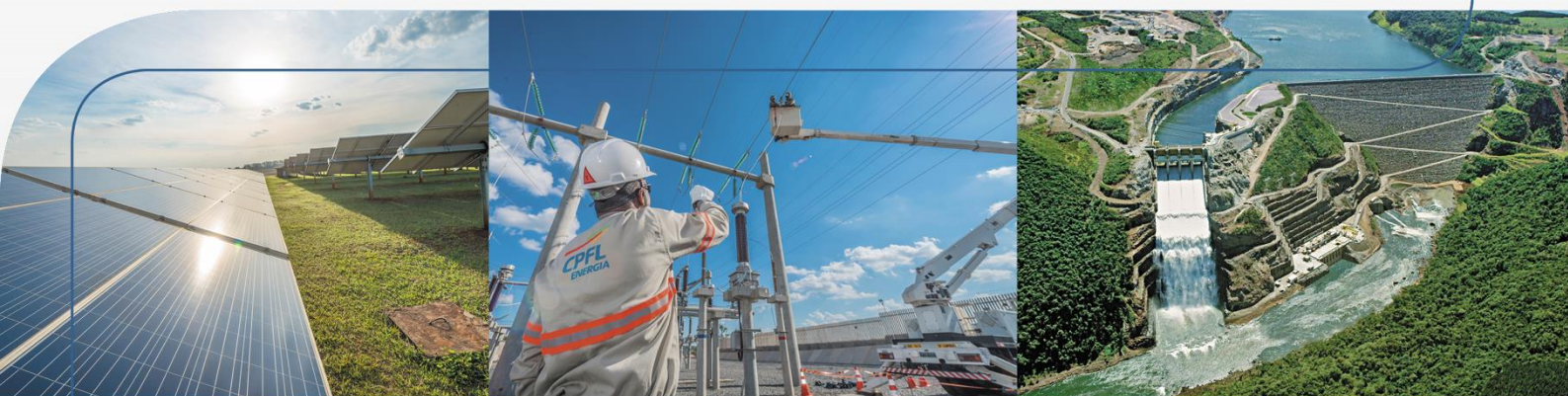




Resultados CPFL 3T19



- ✓ **EBITDA** de **R\$ 1.618 milhões**, crescimento de **4,5%**
- ✓ **Lucro líquido** de **R\$ 748 milhões**, alta de **19,4%**
- ✓ Dívida líquida de **R\$ 16,8 bilhões** e alavancagem de **2,68x Dívida Líquida/EBITDA**
- ✓ Investimentos de **R\$ 616 milhões**, crescimento de **17,4%**
- ✓ Implementação da **revisão tarifária da CPFL Piratininga** em Out-19, com reajuste de **-7,80%** para os consumidores e aumento de **6,2%** na Parcela B
- ✓ **Conclusão da transferência das ações da CPFL Renováveis**, com o pagamento correspondente de R\$ 4,1 bilhões (R\$16,85/ação)
 - Capacidade instalada de geração de **4.304 MW**, considerando a participação de 99,94% na CPFL Renováveis
- ✓ Reconhecimento no **Guia Exame de Sustentabilidade 2019** como a empresa mais sustentável do setor de energia, com destaque para o programa **CPFL nos Hospitais**
 - Destaque também na categoria temática **Relação com a Comunidade**, com os projetos do **Instituto CPFL**



Teleconferência em português com tradução Simultânea para o inglês (Q&A Bilíngue)

Quarta-feira, 13 de novembro de 2019 – 11h (Brasília), 09h (ET)

Participantes que ligam do Brasil: (+55) 11 3193.1080 ou (+55) 11 2820.4080

Participantes que ligam dos EUA: (+1) 800.492.3904

Outras partes do mundo: (+1) 646.828.8246

Relações com Investidores

(+55) 19 3756.8458/8887

ri@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br/ri



CPL
LISTED
NYSE

Índice
Brasil **IBRX**

Índice de
Energia
Elétrica **IEE**

Índice de
Ações com Governança
Corporativa Diferenciada **IGC**

Índice de
Ações com Tag Along
Diferenciado **ITAG**



MENSAGEM DO PRESIDENTE

CPFL Energia ainda mais renovável

O terceiro trimestre de 2019 foi marcado, especialmente, pela conclusão do processo de integração das atividades administrativas da CPFL Renováveis no modelo organizacional do Grupo CPFL Energia, reforçando ainda mais o compromisso da Administração no crescimento e na criação de valor para seus acionistas, com o fortalecimento de potenciais sinergias de ambas as empresas. Adicionalmente, com a conclusão da aquisição, a CPFL Energia passou a deter 99,94% da CPFL Renováveis.

Em termos operacionais, a venda de energia em nossas áreas de concessão neste trimestre, assim como no mercado brasileiro, não apresentou destaque significativo, impactada ainda, principalmente, pela desaceleração industrial.

Entretanto gostaria de destacar o desempenho econômico financeiro no qual mais uma vez alcançamos expressivos resultados. O EBITDA atingiu R\$ 1.618 milhões e o Lucro Líquido foi de R\$ 748 milhões no 3T19, representando variações de 4,5% e 19,4% relativamente ao mesmo período de 2018. Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 846 milhões no 3T19 (+17,8%), refletindo principalmente os resultados advindos dos reajustes tarifários das distribuidoras: CPFL Piratininga (outubro 2018), CPFL Paulista (abril 2019) e RGE (junho 2019).

Com foco na otimização da estrutura de capital, a alavancagem consolidada da CPFL Energia permanece em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,68 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, já considerando a participação de 99,94% na CPFL Renováveis.

Investimos R\$ 616 milhões no 3T19 (+17,4%), totalizando R\$ 1.582 milhões nos 9M19. Para isso continuamos 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 total disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes.

Buscando adotar as melhores práticas no setor, continuamos com a implementação de tecnologias de ponta em automação em nossos negócios e digitalização de atividades suportes, visando maior eficiência dos nossos custos.

No âmbito social e sustentável, destacamos o reconhecimento no Guia Exame de Sustentabilidade 2019 como a empresa mais sustentável do setor de energia,

com destaque para o programa CPFL nos Hospitais. Esse programa compreende um investimento de R\$ 150 milhões para uma iniciativa que ajudará instituições públicas e filantrópicas a reduzirem suas contas de energia elétrica com ações de eficiência energética. Ao longo dos próximos 3 anos, serão instalados até 25 MWp em painéis fotovoltaicos nos hospitais filantrópicos, contribuindo com uma redução aproximada de 6.000 tonCO₂ por ano, o que equivale ao plantio de cerca de 900 árvores.

Finalmente, em nome de toda a administração da CPFL, gostaria de enaltecer o empenho e comprometimento dos nossos mais de 12 mil colaboradores e reitero o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais *stakeholders*, seguindo otimista quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiante em nossa plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

RESUMO DOS PRINCIPAIS INDICADORES

Indicadores (R\$ Milhões)	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	16.420	16.462	-0,3%	51.030	50.611	0,8%
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.963	16.249	-1,8%	50.320	50.187	0,3%
Mercado Cativo	10.522	10.808	-2,6%	33.951	34.076	-0,4%
Cliente Livre	5.441	5.441	0,0%	16.369	16.111	1,6%
Receita Operacional Bruta	11.665	12.174	-4,2%	33.257	32.313	2,9%
Receita Operacional Líquida	7.746	8.130	-4,7%	21.910	21.450	2,1%
EBITDA ⁽¹⁾ consolidado	1.618	1.548	4,5%	4.654	4.284	8,6%
Distribuição	846	718	17,8%	2.699	2.278	18,5%
Geração convencional	338	336	0,5%	975	960	1,6%
Geração renovável	384	427	-10,0%	827	910	-9,1%
Comercialização, Serviços & Outros	50	67	-24,8%	152	135	12,6%
Lucro Líquido	748	626	19,4%	1.892	1.496	26,5%
Dívida Líquida ⁽²⁾	16.849	15.503	8,7%	16.849	15.503	8,7%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,68x	2,92x	-8,1%	2,68x	2,92x	-8,1%
Investimentos ⁽³⁾	616	525	17,4%	1.582	1.370	15,5%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 3.2 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants*, que considera a participação da CPFL Energia em cada projeto;
- (3) Não inclui obrigações especiais.

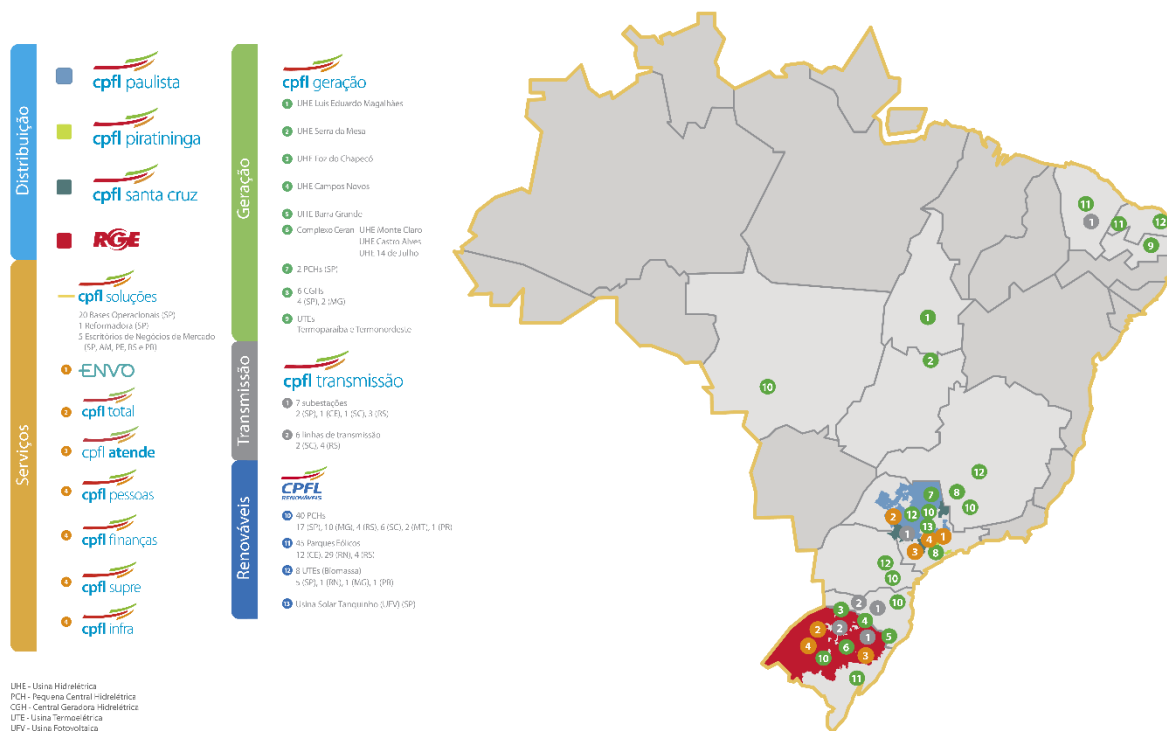
ÍNDICE

1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA	4
2) DESEMPENHO OPERACIONAL	6
2.1) Distribuição	6
2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão	6
2.1.2) Vendas na Área de Concessão	6
2.1.3) Perdas	8
2.1.4) DEC e FEC	8
2.1.5) Inadimplência	9
2.2) Geração convencional e renovável	10
2.2.1) Capacidade Instalada	10
2.2.2) Projetos em operação e construção	11
2.3) Comercialização	12
2.4) Transmissão	12
3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	13
3.1) Critérios de consolidação das demonstrações financeiras	13
3.2) Desempenho Econômico-Financeiro	14
3.3) Endividamento	21
3.3.1) Dívida IFRS	21
3.3.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	24
3.4) Investimentos	26
3.4.1) Investimentos Realizados	26
3.4.2) Investimentos Previstos	26
4) MERCADO DE CAPITAIS	28
4.1) Desempenho das Ações	28
4.2) Volume Médio Diário	28
5) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	29
5.1) Segmento de Distribuição	29
5.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	29
5.1.2) Eventos Tarifários	36
5.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	38
5.3) Segmento de Geração Convencional	39
5.4) CPFL Renováveis	44
6) ANEXOS	48
6.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	48
6.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	49
6.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	50
6.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	51
6.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional	52
6.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis	53
6.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	54
6.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	55
6.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	56
6.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)	57
6.11) Informações sobre participações societárias	58
6.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	61

1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Área de Atuação

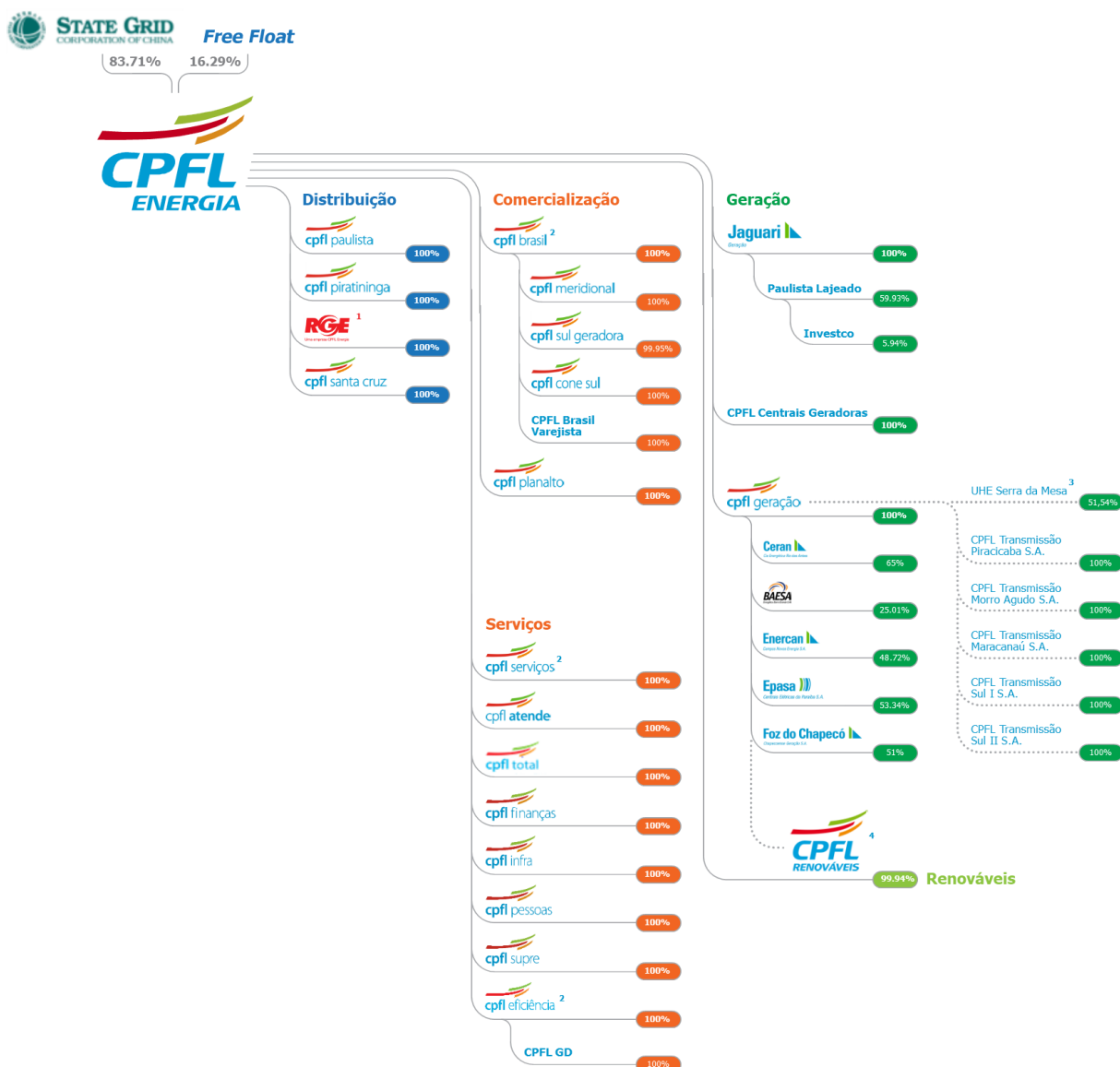
A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços, com presença em 11 Estados de todas as regiões do país.



A CPFL é a segunda maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% de participação no mercado nacional, atendendo cerca de 9,7 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.304 MW de capacidade instalada, é a terceira maior geradora privada do país, sendo a líder em geração renovável, com atuação em fontes hidrelétrica, solar, eólica e biomassa. Conta também com investimentos em Transmissão, com a conquista de três novos empreendimentos em 2018, e com uma atuação a nível nacional da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

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: 30/09/2019

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.

(4) CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (46,7609%) e pela CPFL Geração (53,1831%).

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.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração, órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. A CPFL possui também 5 comitês de assessoramento que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos e 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.cpfl.com.br/ri>.

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, que 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, 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.

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.cpfl.com.br/ri>.

2) DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1) Distribuição

2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão

Carga na Área de Concessão - GWh						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Mercado Cativo	10.708	10.801	-0,9%	33.956	33.866	0,3%
Cliente Livre	5.712	5.661	0,9%	17.074	16.745	2,0%
Total	16.420	16.462	-0,3%	51.030	50.611	0,8%

Nota: Se desconsiderarmos o consumo de grandes consumidores, que migraram para a Rede Básica, a carga na área de concessão teria a seguinte variação: +0,7% no trimestre e +1,6% no acumulado.

2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Mercado Cativo	10.522	10.808	-2,6%	33.951	34.076	-0,4%
Cliente Livre	5.441	5.441	0,0%	16.369	16.111	1,6%
Total	15.963	16.249	-1,8%	50.320	50.187	0,3%

No 3T19, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.963 GWh, uma redução de 1,8%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 10.522 GWh no 3T19, uma redução de 2,6%. 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 5.441 GWh no 3T19, permanecendo no mesmo patamar de 2018.

Nos 9M19, as vendas na área de concessão atingiram 50.320 GWh, um aumento de 0,3%. As vendas no mercado cativo totalizaram 33.951 GWh, uma redução de 0,4%, e as vendas

correspondentes ao consumo dos clientes livres totalizaram 16.369 GWh, um aumento de 1,6%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T19	3T18	Var.	Part.	9M19	9M18	Var.	Part.
Residencial	4.632	4.627	0,1%	29,0%	15.037	14.647	2,7%	29,9%
Industrial	6.114	6.368	-4,0%	38,3%	18.292	18.653	-1,9%	36,4%
Comercial	2.505	2.482	0,9%	15,7%	8.391	8.207	2,2%	16,7%
Outros	2.712	2.772	-2,1%	17,0%	8.600	8.680	-0,9%	17,1%
Total	15.963	16.249	-1,8%	100,0%	50.320	50.187	0,3%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 6.9.

Área de concessão no 3T19:

- **Classes Residencial e Comercial (29,0% e 15,7% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 0,1% e 0,9%, respectivamente, impactados por um menor número de dias no calendário de faturamento, pelo avanço da Geração Distribuída na área de concessão e pelo cenário macroeconômico; em contrapartida, a temperatura mais elevada favoreceu o consumo dessas classes.
- **Classe Industrial (38,3% das vendas totais):** redução de 4,0%, 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 uma redução de 2,7%.

Área de concessão nos 9M19:

- **Classes Residencial e Comercial (29,9% e 16,7% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 2,7% e 2,2%, respectivamente, favorecidos pela temperatura elevada nos primeiros meses do ano, que favoreceu o aumento do consumo, parcialmente compensado por uma temperatura maior na região Sul no segundo trimestre, que reduziu o consumo para calefação, pelo avanço da Geração Distribuída na área de concessão e pelo cenário macroeconômico.
- **Classe Industrial (36,4% das vendas totais):** redução de 1,9%, refletindo o fraco desempenho da econômico e a migração dos clientes para a Rede Básica.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	4.632	4.627	0,1%	15.037	14.647	2,7%
Industrial	1.388	1.557	-10,9%	4.214	4.590	-8,2%
Comercial	1.901	1.931	-1,5%	6.406	6.413	-0,1%
Outros	2.601	2.693	-3,4%	8.294	8.426	-1,6%
Total	10.522	10.808	-2,6%	33.951	34.076	-0,4%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 6.10.

Cliente Livre - GWh						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Industrial	4.726	4.811	-1,8%	14.078	14.063	0,1%
Comercial	604	551	9,5%	1.985	1.794	10,6%
Outros	111	79	41,1%	307	254	20,9%
Total	5.441	5.441	0,0%	16.369	16.111	1,6%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
CPFL Paulista	2.512	2.493	0,8%	7.626	7.434	2,6%
CPFL Piratininga	1.479	1.577	-6,2%	4.507	4.707	-4,3%
RGE	1.272	1.217	4,5%	3.704	3.519	5,3%
CPFL Santa Cruz	178	155	14,9%	532	451	18,0%
Total	5.441	5.441	0,0%	16.369	16.111	1,6%

2.1.3) Perdas

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 9,31% nos 12 meses findos em setembro/19, comparado a 9,01% em junho/19, um aumento de 0,30 p.p. O aumento das perdas está associado a um calendário de faturamento desfavorável no trimestre, se comparado a setembro/18 e junho/19.

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹						
	Set-18	Dez-18	Mar-19	Jun-19	Set-19	ANEEL
CPFL Energia	8,86%	9,03%	8,84%	9,01%	9,31%	8,27%
CPFL Paulista	8,87%	9,13%	8,86%	9,13%	9,63%	8,37%
CPFL Piratininga	7,79%	7,94%	7,69%	7,88%	7,99%	6,92%
RGE	9,71%	9,70%	9,78%	9,74%	9,86%	9,14%
CPFL Santa Cruz	8,09%	8,56%	7,82%	8,10%	8,34%	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 grupo CPFL tem intensificado o combate às perdas não técnicas nos últimos anos. As principais realizações no ano foram:

- i. Realização de 432 mil inspeções em unidades consumidoras;
- ii. Recorte de 83 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 460 GWh de energia, sendo 334 GWh relativos à incremento de faturamento e 126 GWh de energia retroativa;
- vii. Condução à delegacia de polícia de 95 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.

2.1.4) 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.

Indicadores DEC								
Distribuidora	DEC (horas)							
	2016	2017	2018	3T18	1T19	2T19	3T19	ANEEL ¹
CPFL Paulista	7,62	7,14	6,17	6,25	6,46	6,71	6,84	7,38
CPFL Piratininga	8,44 ²	6,97	5,92	6,01	6,40	6,55	6,55	6,41
RGE	16,82	14,83	14,44	14,49	14,95	14,83	14,33	11,08
CPFL Santa Cruz	8,47	6,22	6,01	5,61	6,21	6,22	6,36	8,46

Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)							
	2016	2017	2018	3T18	1T19	2T19	3T19	ANEEL ¹
CPFL Paulista	5,00	4,94	4,03	4,13	4,16	4,29	4,42	6,32
CPFL Piratininga	3,97 ²	4,45	3,87	3,71	4,31	4,34	4,35	5,68
RGE	8,44	7,68	6,10	6,31	6,27	6,40	6,48	8,35
CPFL Santa Cruz	6,25	5,13	5,09	4,90	4,84	4,82	4,79	7,64

Notas:

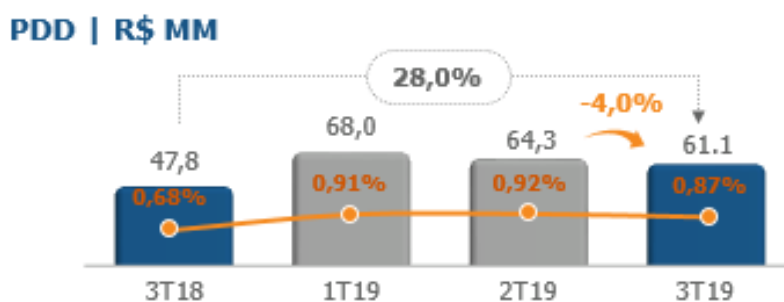
- 1) Limite da ANEEL;
- 2) Nas divulgações anteriores, reportamos um DEC de 6,97 e um FEC de 3,80 para a CPFL Piratininga em 2016. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas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

Este resultado carrega o impacto dos temporais do 1º trimestre somados aos temporais atípicos no Estado de São Paulo nesse trimestre, que afetaram principalmente a CPFL Paulista (julho, agosto e setembro), a CPFL Piratininga (julho e setembro) e a CPFL Santa Cruz (agosto e setembro).

Comparando com os índices do 3T18, cabe um destaque para redução no DEC da RGE (-1,1%) e do FEC da CPFL Santa Cruz (-2,2%).

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

2.1.5) Inadimplência



A PDD apresentou um aumento de R\$ 13 milhões (28,0%) no 3T19, em relação ao 3T18. Porém, em relação ao 2T19, houve uma redução de 4,0%.

Em 2019, diversas ações foram implementadas:

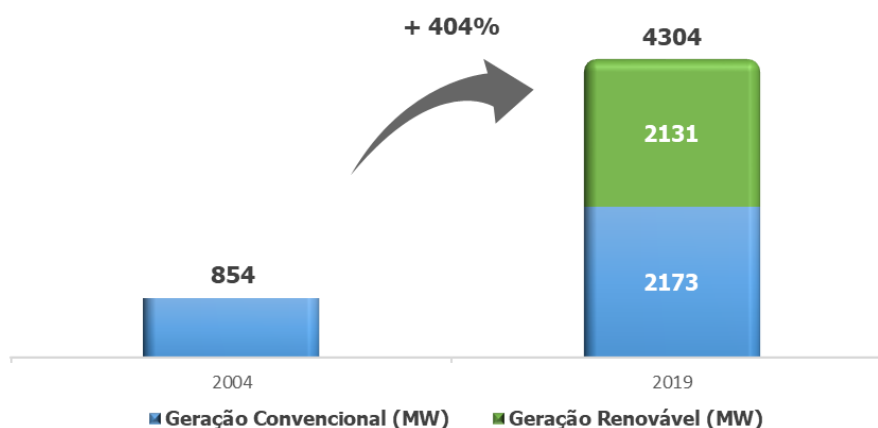
- ✓ Aumento de cortes de energia no 3T19 (589 mil cortes no 3T19 *versus* 536 mil no 2T19) e expectativa de manter o mesmo nível até o final do ano (medidor e disjuntor);
- ✓ Intensificação de outras ações de cobrança em 2019 (volume médio mensal)
 - 550 mil e-mails
 - 375 mil SMS
 - 485 mil Cobranças Telefônicas
 - 610 mil Negativações
 - 530 mil Cortes
 - 70 mil Cartas de Cobrança
 - 54 mil Protestos
- ✓ 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.

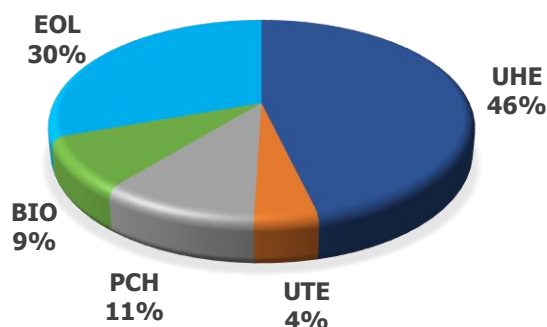
2.2) Geração convencional e renovável

2.2.1) Capacidade Instalada

No 3T19, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.304 MW.

Desde o IPO em 2004, a CPFL Energia vem expandindo seu portfólio e hoje tem uma capacidade 404% maior.





Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 99,94%. Gráfico não considera 1 MW de Geração Solar da Usina Tanquinho.

2.2.2) Projetos em operação e construção

O portfólio de projetos da CPFL Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totaliza 2.173 MW de capacidade instalada em operação. As usinas em operação compreendem 8 UHEs (1.966 MW), 2 UTEs (182 MW), e 9 PCHs (24 MW).

CPFL Geração - Portfólio				
Em MW	UHE	UTE	PCH	Total
Em Operação	1.966	182	24	2.173

Já o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totaliza 2.133 MW de capacidade instalada em operação e 110 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 (82 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.904 MW.

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

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
Em Operação	453	370	1.309	1	2133
Em Construção	28	-	82	-	110
Em Desenvolvimento	149	-	2415	340	2904
Total	630	370	3806	341	5147

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

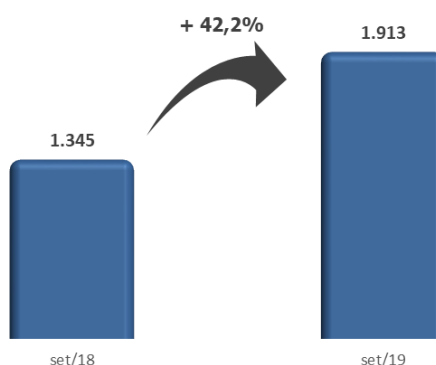
Os parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 81,7 MW e a garantia física é de 39,4 MWmédios. Houve um aumento na potência instalada de 61,3 MW para 81,7 MW, que se deve à otimização de potência do aerogerador. 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).

2.3) Comercialização

Número de Unidades Consumidoras

Em setembro/19, o número de Unidades Consumidoras da CPFL Brasil chegou a 1.913, um aumento de 42,2%.

Unidades Consumidoras CPFL Brasil



2.4) Transmissão

Portfólio em Operação						
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede
Piracicaba	SP	8,9	100	abr/16	1	0
Morro Agudo	SP	10,8	100	jun/17	1	1

Portfólio em Construção						
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex estimado pela Aneel (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede
Maracanaú	CE	7,9	102	mar/22	1	2
Sul I	SC	26,4	366	mar/24	1	320
Sul II	RS	33,9	349	mar/24	3	85

Nota: Data Base - Piracicaba (19/12/12) – Morro Agudo (01/06/14) – Maracanaú (28/06/18) – Sul I e II (20/12/18).

3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

3.1) 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 6.11. 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 setembro 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.

Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de setembro de 2019, a CPFL Energia detinha participação direta e indireta de 99,94% 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.

Consolidação da RGE Sul

Em 30 de setembro 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.

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 3.3, 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 6.12 deste relatório.

Consolidação das Transmissoras

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

3.2) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	11.665	12.174	-4,2%	33.257	32.313	2,9%
Receita Operacional Líquida	7.746	8.130	-4,7%	21.910	21.450	2,1%
Receita com construção de infraestrutura	562	463	21,4%	1.488	1.203	23,7%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.185	7.667	-6,3%	20.422	20.247	0,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.779)	(5.401)	-11,5%	(13.532)	(13.953)	-3,0%
Margem de Contribuição	2.405	2.266	6,1%	6.890	6.294	9,5%
PMSO	(841)	(783)	7,5%	(2.410)	(2.184)	10,3%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.008)	(873)	15,4%	(2.803)	(2.462)	13,8%
Equivalência Patrimonial	82	87	-5,7%	257	241	6,8%
EBITDA¹	1.618	1.548	4,5%	4.654	4.284	8,6%
Resultado Financeiro	(132)	(279)	-52,6%	(564)	(832)	-32,3%
Lucro Antes da Tributação	1.068	881	21,2%	2.859	2.259	26,5%
Lucro Líquido	748	626	19,4%	1.892	1.496	26,5%

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

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
3T19								
Receita operacional líquida	6.134	324	599	969	147	2	(429)	7.746
Custos e despesas operacionais	(5.289)	(68)	(215)	(945)	(115)	(9)	429	(6.211)
Depreciação e amortização	(204)	(30)	(162)	(0)	(6)	(16)	-	(418)
Resultado do serviço	642	226	222	24	26	(22)	0	1.118
Equivalência patrimonial	-	82	-	-	-	-	-	82
EBITDA	846	338	384	25	32	(7)	(0)	1.618
Resultado financeiro	(43)	(43)	(93)	(8)	0	54	-	(132)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	599	265	130	17	26	32	(0)	1.068
Imposto de renda e contribuição social	(224)	(33)	(6)	(5)	(9)	(44)	-	(320)
Lucro (prejuízo) líquido	375	232	124	12	17	(12)	(0)	748
3T18								
Receita operacional líquida	6.465	307	622	981	140	0	(385)	8.130
Custos e despesas operacionais	(5.747)	(58)	(195)	(937)	(109)	(8)	385	(6.670)
Depreciação e amortização	(183)	(27)	(156)	(1)	(6)	(16)	-	(388)
Resultado do serviço	535	222	271	43	26	(24)	-	1.073
Equivalência patrimonial	-	87	-	-	-	-	-	87
EBITDA	718	336	427	43	32	(8)	-	1.548
Resultado financeiro	(98)	(62)	(126)	(1)	0	8	-	(279)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	438	247	145	42	26	(16)	-	881
Imposto de renda e contribuição social	(161)	(48)	(24)	(14)	(6)	(1)	-	(255)
Lucro (prejuízo) líquido	277	198	121	27	20	(17)	-	626
Varição								
Receita operacional líquida	-5,1%	5,3%	-3,6%	-1,2%	4,5%	-	11,4%	-4,7%
Custos e despesas operacionais	-8,0%	16,4%	10,3%	0,8%	5,4%	7,6%	11,4%	-6,9%
Depreciação e amortização	11,8%	8,5%	3,9%	-20,0%	8,3%	0,0%	-	7,8%
Resultado do serviço	19,8%	2,0%	-17,9%	-43,3%	0,0%	-6,8%	-	4,2%
Equivalência patrimonial	-	-5,7%	-	-	-	-	-	-5,7%
EBITDA	17,8%	0,5%	-10,0%	-43,0%	1,5%	-19,7%	-	4,5%
Resultado financeiro	-56,1%	-30,0%	-26,8%	559,5%	-	542,3%	-	-52,6%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	36,8%	7,3%	-10,2%	-60,2%	0,5%	-304,5%	-	21,2%
Imposto de renda e contribuição social	39,2%	-32,7%	-74,8%	-65,8%	40,7%	-	-	25,6%
Lucro (prejuízo) líquido	35,4%	17,1%	2,3%	-57,3%	-12,7%	-29,3%	-	19,4%

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
9M19								
Receita operacional líquida	17.837	891	1.345	2.542	451	2	(1.157)	21.910
Custos e despesas operacionais	(15.138)	(173)	(517)	(2.465)	(344)	(34)	1.157	(17.514)
Depreciação e amortização	(590)	(89)	(484)	(1)	(18)	(47)	-	(1.231)
Resultado do serviço	2.108	629	343	76	88	(79)	(0)	3.165
Equivalência patrimonial	-	257	-	-	-	-	-	257
EBITDA	2.699	975	827	77	107	(32)	0	4.654
Resultado financeiro	(174)	(126)	(316)	(17)	1	68	-	(564)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.934	760	28	59	89	(11)	0	2.859
Imposto de renda e contribuição social	(707)	(135)	(35)	(19)	(26)	(44)	-	(967)
Lucro (prejuízo) líquido	1.227	624	(8)	40	63	(55)	0	1.892
9M18								
Receita operacional líquida	17.307	859	1.420	2.534	380	0	(1.050)	21.450
Custos e despesas operacionais	(15.029)	(141)	(510)	(2.452)	(301)	(26)	1.050	(17.408)
Depreciação e amortização	(570)	(88)	(468)	(2)	(17)	(47)	-	(1.192)
Resultado do serviço	1.708	631	442	80	62	(73)	-	2.850
Equivalência patrimonial	-	241	-	-	-	-	-	241
EBITDA	2.278	960	910	82	79	(26)	-	4.284
Resultado financeiro	(249)	(205)	(375)	(13)	(1)	10	-	(832)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.459	667	68	67	62	(63)	-	2.259
Imposto de renda e contribuição social	(537)	(132)	(56)	(24)	(15)	1	-	(764)
Lucro (prejuízo) líquido	921	535	12	43	46	(62)	-	1.496
Variação								
Receita operacional líquida	3,1%	3,6%	-5,3%	0,3%	18,7%	405269,0%	10,2%	2,1%
Custos e despesas operacionais	0,7%	22,9%	1,5%	0,5%	14,4%	29,7%	10,2%	0,6%
Depreciação e amortização	3,5%	1,8%	3,4%	-17,9%	8,5%	0,0%	-	3,3%
Resultado do serviço	23,5%	-0,4%	-22,4%	-5,8%	41,9%	7,7%	-	11,0%
Equivalência patrimonial	-	6,8%	-	-	-	-	-	6,8%
EBITDA	18,5%	1,6%	-9,1%	-6,0%	34,8%	21,6%	-	8,6%
Resultado financeiro	-30,1%	-38,3%	-15,8%	25,9%	-	546,8%	-	-32,3%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	32,6%	13,9%	-59,1%	-12,0%	45,0%	-82,6%	-	26,5%
Imposto de renda e contribuição social	31,6%	2,6%	-36,6%	-19,5%	69,7%	-	-	26,7%
Lucro (prejuízo) líquido	33,2%	16,6%	-163,7%	-7,8%	36,7%	-11,4%	-	26,5%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 7.

Receita Operacional

No 3T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.665 milhões, representando uma redução de 4,2% (R\$ 509 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.918 milhões no 3T19, representando uma redução de 3,1% (R\$ 126 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 7.746 milhões no 3T19, registrando uma redução de 4,7% (R\$ 384 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 331 milhões (para maiores detalhes, vide item 5.1.1);
- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 23 milhões;
- Redução de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 12 milhões;
- Variação de R\$ 44 milhões nas eliminações, decorrentes das vendas entre segmentos do grupo;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 16 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 6 milhões.

Nos 9M19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 33.257 milhões, representando um aumento de 2,9% (R\$ 944 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 11.346 milhões nos 9M19, representando um aumento de 4,5% (R\$ 484 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 21.910 milhões nos 9M19, registrando um aumento de 2,1%

(R\$ 460 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 530 milhões (para maiores detalhes, vide item 5.1.1);
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 71 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 31 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 8 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Variação de R\$ 107 milhões nas eliminações, decorrentes das vendas entre segmentos do grupo;
- Redução de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 76 milhões.

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	752	751	0,1%	2.102	2.025	3,8%
PROINFA	99	82	20,9%	303	250	21,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	3.711	4.660	-20,4%	10.387	11.077	-6,2%
Crédito de PIS e COFINS	(412)	(490)	-15,9%	(1.083)	(1.186)	-8,7%
Total	4.150	5.003	-17,0%	11.709	12.167	-3,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	544	487	11,6%	1.530	1.630	-6,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	74	71	4,7%	211	198	6,2%
Encargos de Conexão	40	46	-11,9%	134	116	15,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	13	-13,2%	36	35	3,9%
ESS / EER	22	(179)	-	94	(4)	-
Crédito de PIS e COFINS	(63)	(40)	58,1%	(182)	(189)	-3,9%
Total	629	399	57,8%	1.822	1.786	2,0%
Custo com Energia Elétrica	4.779	5.401	-11,5%	13.532	13.953	-3,0%

No 3T19, 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\$ 4.779 milhões, registrando uma redução de 11,5% (R\$ 622 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 4.150 milhões no 3T19, uma redução de 17,0% (R\$ 853 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 20,4% (R\$ 949 milhões) no **custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 28,9% no preço médio de compra (R\$ 221,62/MWh no 3T19 vs. R\$ 311,58/MWh no 3T18), parcialmente compensada pelo aumento de 12,0% (1.790 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Redução de 15,9% (R\$ 78 milhões) nos **créditos de PIS/Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- (iii) Aumento de 20,9% (R\$ 17 milhões) no **custo com o Proinfa**, devido ao aumento

de 19,8% no preço médio de compra (R\$ 348,39/MWh no 3T19 vs. R\$ 290,78/MWh no 3T18) e ao aumento de 0,9% (2 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (iv) Aumento de 0,1% (R\$ 1 milhão) no **custo com energia de Itaipu**, devido ao aumento de 1,2% no preço médio de compra (R\$ 270,76/MWh no 3T19 vs. R\$ 267,46/MWh no 3T18), parcialmente compensado pela redução de 1,1% (30 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 629 milhões no 3T19, um aumento de 57,8% (R\$ 231 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 201 milhões em **encargos setoriais** (Encargos de Serviço de Sistema – ESS / Encargos de Energia de Reserva – EER), devido aos recursos da CONER que reduziram drasticamente essa despesa no 3T18;
 - (ii) Aumento de 8,5% (R\$ 53 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 58,1% (R\$ 23 milhões) nos **créditos de PIS/Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

Nos 9M19, 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\$ 13.532 milhões, registrando uma redução de 3,0% (R\$ 421 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 11.709 milhões nos 9M19, uma redução de 3,8% (R\$ 457 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 6,2% (R\$ 690 milhões) no **custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 13,4% no preço médio de compra (R\$ 210,57/MWh nos 9M19 vs. R\$ 243,23/MWh nos 9M18), parcialmente compensada pelo aumento de 8,3% (3.785 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (i) Redução de 8,7% (R\$ 103 milhões) nos **créditos de PIS/Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- (ii) Aumento de 3,8% (R\$ 76 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, devido ao aumento de 4,6% no preço médio de compra (R\$ 255,03/MWh nos 9M19 vs. R\$ 243,71/MWh nos 9M18), parcialmente compensado pela redução de 0,8% (69 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Aumento de 21,1% (R\$ 53 milhões) no **custo com o Proinfa**, devido ao aumento de 21,0% no preço médio de compra (R\$ 375,31/MWh nos 9M19 vs. R\$ 310,16/MWh nos 9M18) e pelo aumento de 0,1% (1 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.822 milhões nos 9M19, um aumento de 2,0% (R\$ 36 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 97 milhões em **encargos setoriais** (ESS/EER);
 - (ii) Redução de 3,9% (R\$ 7 milhões) nos **créditos de PIS/Cofins** (reduzidor de custo),

gerados a partir dos encargos;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 3,5% (R\$ 69 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição).

Margem de Contribuição

No 3T19, a **margem de contribuição** atingiu R\$ 2.405 milhões, ante R\$ 2.266 milhões no 3T18, um aumento de 6,1% (R\$ 139 milhões). Nos 9M19, a **margem de contribuição** atingiu R\$ 6.890 milhões, comparado a R\$ 6.294 milhões nos 9M18, um aumento de 9,5% (R\$ 596 milhões). Os resultados do trimestre e do acumulado refletem principalmente o bom desempenho do segmento de Distribuição.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.849 milhões no 3T19, comparado a R\$ 1.656 milhões no 3T18, um aumento de 11,7% (R\$ 193 milhões). Nos 9M19, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 5.213 milhões, comparado a R\$ 4.647 milhões nos 9M18, um aumento de 12,2% (R\$ 567 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

	PMSO Reportado (R\$ milhões)							
	3T19	3T18	Variação		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	(364)	(344)	(20)	5,7%	(1.077)	(1.034)	(43)	4,2%
Material	(71)	(62)	(9)	14,4%	(204)	(188)	(16)	8,5%
Serviços de Terceiros	(172)	(162)	(10)	6,2%	(515)	(499)	(17)	3,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(235)	(215)	(20)	9,2%	(613)	(463)	(150)	32,3%
<i>PDD</i>	<i>(61)</i>	<i>(45)</i>	<i>(16)</i>	<i>34,1%</i>	<i>(195)</i>	<i>(114)</i>	<i>(81)</i>	<i>71,3%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(55)</i>	<i>(69)</i>	<i>14</i>	<i>-19,9%</i>	<i>(126)</i>	<i>(113)</i>	<i>(14)</i>	<i>12,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>(118)</i>	<i>(100)</i>	<i>(18)</i>	<i>17,9%</i>	<i>(292)</i>	<i>(237)</i>	<i>(55)</i>	<i>23,2%</i>
Total PMSO Reportado	(841)	(783)	(58)	7,5%	(2.410)	(2.184)	(226)	10,3%

O item PMSO atingiu R\$ 841 milhões no 3T19, comparado a R\$ 783 milhões no 3T18, um aumento de 7,5% (R\$ 58 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 5,7% (R\$ 20 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho e às despesas com o processo de integração da CPFL Renováveis;
- (ii) **Material** - aumento de 14,4% (R\$ 9 milhões), devido aos aumentos em manutenção de linhas e redes e manutenção de frota;
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 6,2% (R\$ 10 milhões), devido principalmente à manutenção de máquinas e equipamentos;
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 9,2% (R\$ 20 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aumento de 54,9% (R\$ 17 milhões) na baixa de ativos, principalmente na CPFL Renováveis e nas distribuidoras;
 - ✓ Aumento de 34,1% (R\$ 16 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
- Parcialmente compensado por:
- ✓ Redução de 19,9% (R\$ 14 milhões) nas despesas legais e judiciais.

Nos 9M19, o item PMSO atingiu R\$ 2.410 milhões, comparado a R\$ 2.184 milhões nos 9M18, um aumento de 10,3% (R\$ 226 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 4,2% (R\$ 43 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho e às despesas com o processo de integração da CPFL Renováveis;
- (ii) **Material** - aumento de 8,5% (R\$ 16 milhões), devido principalmente ao aumento em manutenção de frota e uniformes e equipamentos;
- (v) **Serviços de terceiros** - aumento de 3,4% (R\$ 17 milhões), devido principalmente à manutenção de máquinas e equipamentos;
- (iii) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 32,3% (R\$ 150 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento de 71,3% (R\$ 81 milhões) na provisão para devedores duvidosos;
 - ✓ Aumento de 36,2% (R\$ 27 milhões) na baixa de ativos;
 - ✓ Aumento de 12,0% (R\$ 14 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 - ✓ Aumento de 18,9% (R\$ 12 milhões) da taxa de arrecadação;
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 16 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.008 milhões no 3T19, comparado a R\$ 873 milhões no 3T18, registrando um aumento de 15,4% (R\$ 135 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 21,2% (R\$ 98 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 29,1% (R\$ 7 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019;
- Aumento de 7,8% (R\$ 30 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

Nos 9M19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.803 milhões, comparado a R\$ 2.462 milhões nos 9M18, registrando um aumento de 13,8% (R\$ 341 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 23,6% (R\$ 284 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 26,5% (R\$ 18 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2019;
- Aumento de 3,3% (R\$ 39 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

EBITDA

No 3T19, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.618 milhões, comparado a R\$ 1.548 milhões no 3T18, registrando um aumento de 4,5% (R\$ 70 milhões), reflexo principalmente do bom desempenho do segmento de Distribuição, parcialmente compensado pelo menor EBITDA dos segmentos de Geração Convencional e Renovável.

Nos 9M19, o **EBITDA** atingiu R\$ 4.654 milhões, comparado a R\$ 4.284 milhões nos 9M18, registrando um aumento de 8,6% (R\$ 370 milhões), reflexo principalmente do desempenho do segmento de Distribuição.

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Lucro Líquido	748	626	19,4%	1.892	1.496	26,5%
Depreciação e Amortização	418	388		1.231	1.192	
Resultado Financeiro	132	279		564	832	
Imposto de Renda / Contribuição Social	320	255		967	764	
EBITDA	1.618	1.548	4,5%	4.653	4.283	8,6%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receitas	280	213	31,8%	718	579	24,1%
Despesas	(412)	(492)	-16,1%	(1.282)	(1.411)	-9,2%
Resultado Financeiro	(132)	(279)	-52,6%	(564)	(832)	-32,3%

No 3T19, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 132 milhões, uma redução de 52,6% (R\$ 147 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 279 milhões, registrada no 3T18. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 32,9% (R\$ 109 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo da manutenção de um saldo de caixa mais elevado ao longo do processo de conclusão da transferência, da State Grid para a CPFL Energia, das ações da CPFL Renováveis (R\$ 56 milhões), além da redução do endividamento (para mais detalhes, ver item 3.3.1 – Dívida IFRS) e dos juros (CDI);
- (ii) Redução de 89,8% (R\$ 32 milhões) na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (iii) Redução de 43,6% (R\$ 14 milhões) nas **demais receitas e despesas financeiras**;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 8,6% (R\$ 8 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**.

Nos 9M19, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 564 milhões, uma redução de 32,3% (R\$ 268 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 832 milhões, registrada nos

9M18. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 16,4% (R\$ 165 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do maior saldo de caixa no 3T19 e da redução do endividamento;
- (ii) Redução de 99,3% (R\$ 44 milhões) na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (iii) Aumento de 62,9% (R\$ 28 milhões) nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (i) Redução de 18,1% (R\$ 16 milhões) nas **demais receitas e despesas financeiras**;
- (ii) Aumento de 5,7% (R\$ 15 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**.

Lucro Líquido

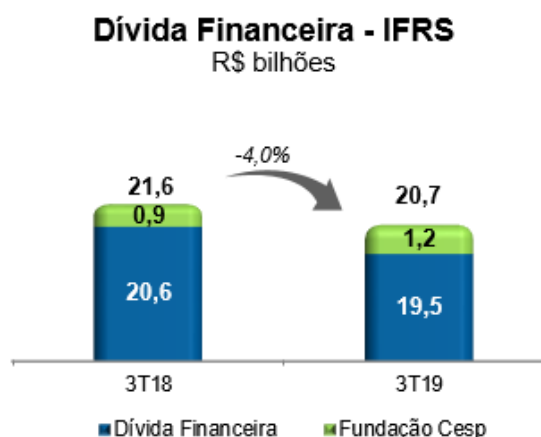
O **lucro líquido** foi de R\$ 748 milhões no 3T19, registrando um aumento de 19,4% (R\$ 122 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 626 milhões observado no 3T18. Além do bom desempenho do EBITDA, o aumento da receita financeira contribuiu para esse resultado.

Nos 9M19, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.892 milhões, registrando um aumento de 26,5% (R\$ 396 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 1.496 milhões observado nos 9M18.

3.3) Endividamento

3.3.1) Dívida IFRS

Em 30 de setembro de 2019, a dívida da CPFL Energia era R\$ 20,7 bilhões, com uma variação de -4% em relação ao ano anterior; o total da dívida financeira do grupo era de R\$ 19,5 bilhões.



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

Perfil da Dívida – IFRS



Custo Médio
(Final do Período - IFRS):

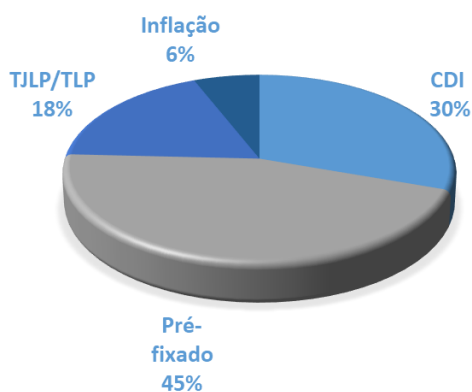
3T19 - 6,75%

3T18 - 7,56%

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 4,8 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 25% do montante total das dívidas do grupo (em termos IFRS), foram contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Indexação Pós-Hedge 3T18 vs. 3T19

3T18



3T19

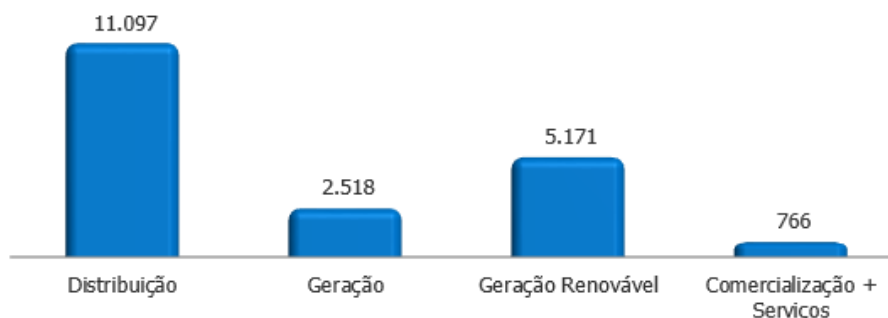


Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,66% do total no 3T19), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	3T19	3T18	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.502)	(20.650)	-5,6%
(+) Disponibilidades	3.232	3.579	-9,7%
(=) Dívida Líquida	(16.270)	(17.071)	-4,7%

Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

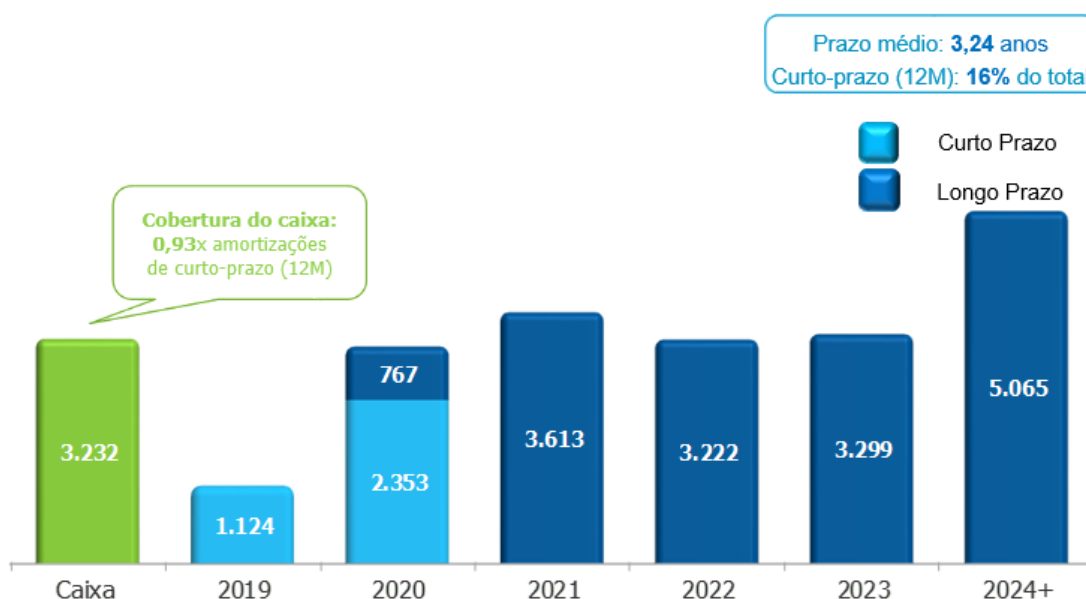
- 1) O segmento de Geração considera as empresas CPFL Geração, Ceran e CPFL Transmissão Piracicaba; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços e a CPFL Eficiência Energética.
- 2) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Set/19)

A CPFL Energia avalia constantemente oportunidades de mercado que viabilizem resultados financeiros que vão ao encontro das políticas e estratégias do grupo. Dessa forma, face ao amplo acesso da CPFL a diversas modalidades de captação de recursos via mercado, tanto nacional quanto internacional, o portfólio de dívidas do grupo é composto por diferentes modalidades e instrumentos.

A posição de caixa ao final do 3T19 possuía índice de cobertura de **0,93x** das amortizações do próximo ano, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início do segundo semestre de 2020. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,24** anos.

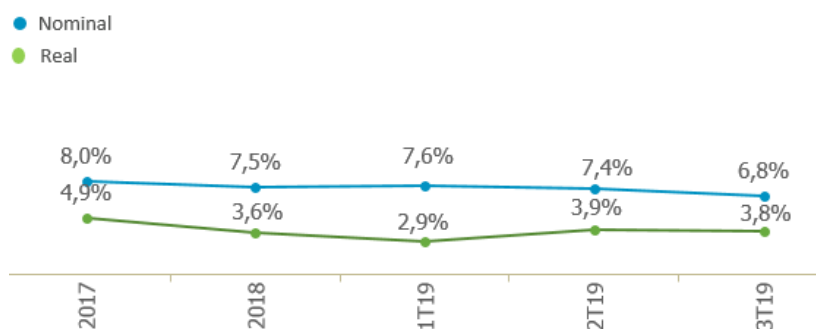
O cronograma de amortização da dívida da dívida financeira abaixo considera apenas o principal da dívida e derivativos.



Nota:

- 1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos de R\$ 19.664 milhões. Para se chegar ao resultado financeiro de R\$ 19.502, faz-se a inclusão dos encargos e o efeito de Marcação a Mercado (MTM) e custo de captação.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério IFRS



Nota: (1) o cálculo considera o custo médio de dívida do final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

Ratings

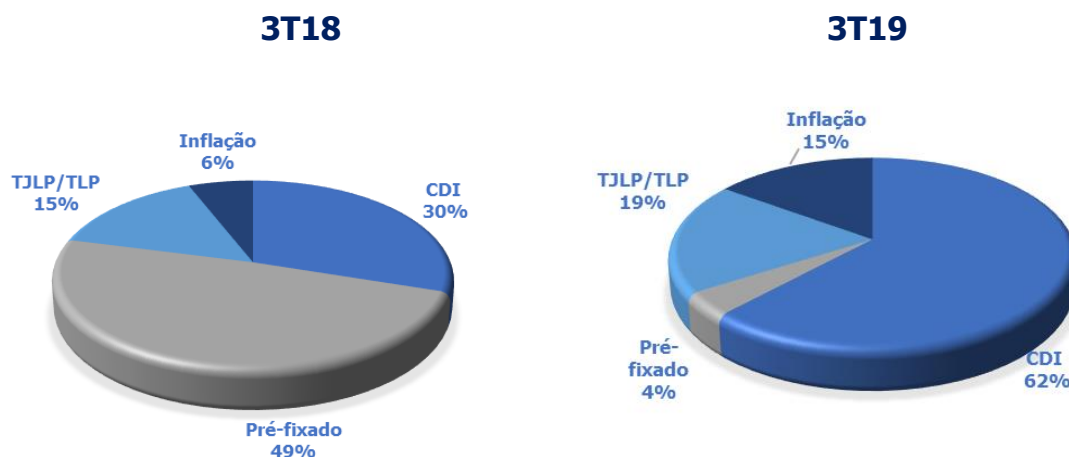
A tabela a seguir demonstra os ratings corporativos da CPFL Energia.

Ratings CPFL Energia - Crédito Corporativo			
Agência	Escala	Rating	Perspectiva
Standard & Poor's	Nacional Brasil	brAAA	Estável
Fitch Ratings	Nacional Brasil	AAA(bra)	Estável
Moody's	Nacional Brasil Global	Aaa.br Ba1	Estável

3.3.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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

Indexação¹ Pós-Hedge² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 3T18 vs. 3T19



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (23,85% do total), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No final do 3T19, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 16.849 milhões**, um aumento de **8,7%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T18, no montante de **R\$ 15.503 milhões**.

Critério Covenants R\$ Milhões	3T19	3T18	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(20.174)	(18.589)	8,5%
(+) Disponibilidades	3.325	3.086	7,8%
(=) Dívida Líquida	(16.849)	(15.503)	8,7%
EBITDA <i>Proforma</i> ²	6.296	5.306	18,7%
Dívida Líquida / EBITDA	2,68	2,92	-8,4%

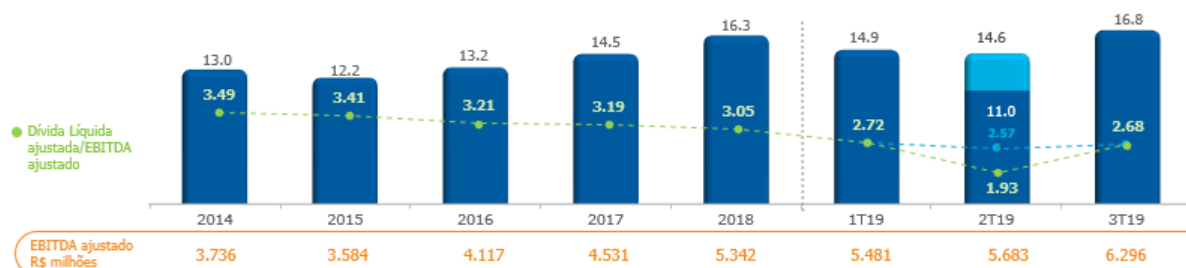
1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

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.

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida e o EBITDA são ajustados de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 16.849 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 6.296 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 3T19 alcançou **2,68x**.

Alavancagem no critério *Covenants* – R\$ bilhões



Nota: Para o 2T19, se não considerar o impacto do Re-IPO, o Covenant Financeiro seria de 2,57x (Dívida Líquida sem Re-IPO de R\$ 14,6 bilhões).

No final do 3T19, para fins de cálculo da alavancagem, considerou-se o EBITDA dos últimos 12 meses, ajustado pela consolidação proporcional e incluindo hedge. A consolidação da aquisição da CPFL Renováveis, no critério *covenants*, que era de 53,6% no 2T19 e passou a 99,94% no 3T19, impactou diretamente para o aumento da Dívida Líquida e do EBITDA da Companhia no 3T19 e, conseqüentemente, da alavancagem.

3.4) Investimentos

3.4.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)						
Segmento	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Distribuição	550	440	25,1%	1.436	1.152	24,6%
Geração - Convencional	2	2	-27,2%	7	2,83	141,3%
Geração - Renováveis	45	70	-35,0%	95	174	-45,6%
Comercialização	1	1	-14,6%	2	2	-13,2%
Serviços e Outros ¹	10	10	3,5%	32	35	-9,3%
Transmissão	8	3	230,6%	11	3	279,6%
Total	616	525	17,4%	1.582	1.370	15,5%

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

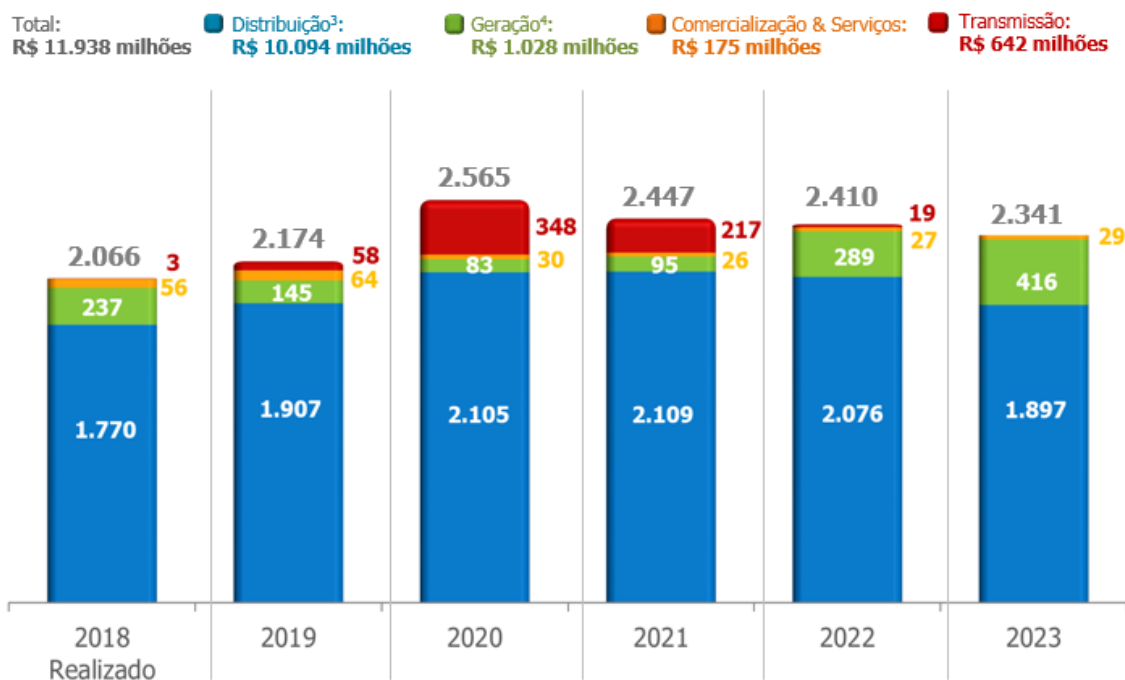
No 3T19, os investimentos foram de R\$ 616 milhões, um aumento de 17,4%, comparado aos R\$ 525 milhões registrados no 3T18. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição:

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

3.4.2) 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.

4) MERCADO DE CAPITAIS

4.1) Desempenho das Ações

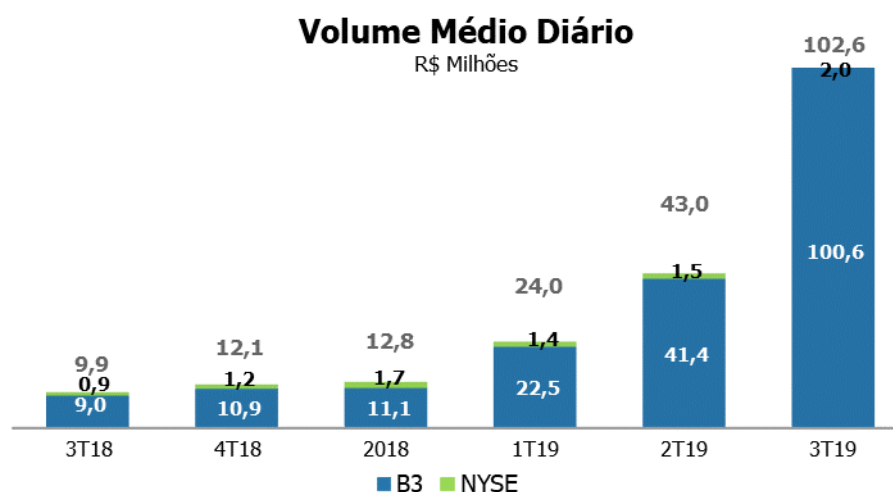
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/09/2019	R\$ 32,89	68.122	104.745	30/09/2019	\$ 15,77	22.562	26.917
30/06/2019	R\$ 30,43	63.831	100.967	30/06/2019	\$ 15,62	24.736	26.600
30/09/2018	R\$ 23,87	39.351	79.342	30/09/2018	\$ 11,82	19.406	26.458
Var. Tri	8,1%	6,7%	3,7%	Var. Tri	1,0%	-8,8%	1,2%
Var. 12M	37,8%	73,1%	32,0%	Var. 12M	33,4%	16,3%	1,7%

Em 30 de setembro de 2019, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 32,89 por ação na B3 e US\$ 15,77 por ADR na NYSE, uma valorização no trimestre de 8,1% e 1,0%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações e os ADRs apresentaram uma valorização de 37,8% na B3 e de 33,4% na NYSE.

4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 3T19 foi de R\$ 102,6 milhões, sendo R\$ 100,6 milhões na B3 e R\$ 2,0 milhões na NYSE, representando um aumento de 932,1% em relação ao 3T18, enquanto que, no período, o volume médio diário do IBOVESPA e do IEE tiveram um aumento de 170% e 231%, respectivamente. Esse aumento de volume das ações da CPFL Energia se deve principalmente ao aumento do *free float* da Companhia, de 5,25% para 16,29%, após a Oferta Pública de Ações concluída em 12 de junho de 2019.



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

5) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

5.1) Segmento de Distribuição

5.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	9.870	10.317	-4,3%	28.693	27.698	3,6%
Receita Operacional Líquida	6.134	6.465	-5,1%	17.837	17.307	3,1%
Custo com Energia Elétrica	(4.009)	(4.594)	-12,7%	(11.552)	(11.918)	-3,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.483)	(1.336)	11,0%	(4.176)	(3.681)	13,4%
Resultado do Serviço	642	535	19,8%	2.108	1.708	23,5%
EBITDA⁽¹⁾	846	718	17,8%	2.699	2.278	18,5%
Resultado Financeiro	(43)	(98)	-56,1%	(174)	(249)	-30,1%
Lucro Antes da Tributação	599	438	36,8%	1.934	1.459	32,6%
Lucro Líquido	375	277	35,4%	1.227	921	33,2%

Nota:

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

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 30 de setembro de 2019, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.516 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2018, houve um aumento de R\$ 8 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um ativo de R\$ 870 milhões, principalmente em função de maiores custos com a energia de Itaipu (diferenças entre câmbio real e cobertura tarifária e risco hidrológico). Por outro lado, houve uma amortização de R\$ 935 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\$ 73 milhões.

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	8.138	7.790	4,5%	24.919	21.958	13,5%
Energia Elétrica de Curto Prazo	441	393	12,1%	799	768	4,0%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	551	462	19,4%	1.477	1.202	22,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	238	1.089	-78,1%	(65)	1.943	-103,3%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	352	407	-13,5%	1.119	1.162	-3,7%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	63	99	-36,2%	236	302	-22,0%
Outras Receitas e Rendas	104	88	18,3%	274	403	-32,1%
Multas DIC e FIC	(17)	(10)	66,3%	(66)	(40)	64,6%
Total	9.870	10.317	-4,3%	28.693	27.698	3,6%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.606)	(1.565)	2,6%	(4.960)	(4.443)	11,6%
PIS e COFINS	(847)	(902)	-6,0%	(2.453)	(2.436)	0,7%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(947)	(1.010)	-6,3%	(2.991)	(2.829)	5,7%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(55)	(59)	-6,2%	(162)	(158)	2,8%
PROINFA	(44)	(38)	14,5%	(127)	(112)	13,4%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(229)	(271)	-15,5%	(142)	(395)	-64,1%
Outros	(7)	(6)	14,6%	(21)	(18)	18,0%
Total	(3.736)	(3.852)	-3,0%	(10.856)	(10.391)	4,5%
Receita Operacional Líquida	6.134	6.465	-5,1%	17.837	17.307	3,1%

No 3T19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.870 milhões, uma queda de 4,3% (R\$ 447 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 4,5% (R\$ 348 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T18 e 3T19 (aumentos médios de 19,25% na CPFL Piratininga em outubro de 2018, de 13,31% na CPFL Santa Cruz em março de 2019, de 8,66% na CPFL Paulista em abril de 2019, de 8,63% na RGE e 1,72% na RGE Sul em junho de 2019); e (ii) do aumento de 0,7% na carga da área de concessão¹;
- Aumento de 19,4% (R\$ 89 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão, que tem contrapartida de mesmo valor nos custos operacionais;
- Aumento de 12,1% (R\$ 47 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 11,9% (R\$ 9 milhões) nos demais itens;

Parcialmente compensados por:

- Redução de 78,1% (R\$ 850 milhões) na contabilização dos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Redução de 13,5 % (R\$ 55 milhões) em subvenção de Baixa Renda;
- Redução de 36,2% (R\$ 36 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, devido a um menor IPCA (0,31% no 3T19 versus 1,50% no 3T18), apesar da contabilização dos efeitos da revisão tarifária da CPFL Piratininga no 3T19 (efeito extraordinário no valor de R\$ 42 milhões, devido ao laudo de avaliação da BRR).

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.736 milhões no 3T19, representando uma redução de 3,0% (R\$ 116 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 6,3% (R\$ 63 milhões) na CDE;

¹ Excluindo o efeito da migração de consumidores que não impactaram no resultado da Companhia.

- Redução de 15,5% (R\$ 42 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Redução de 0,6% (R\$ 14 milhões) nos impostos (ICMS e PIS/Cofins);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Aumento de 14,5% (R\$ 6 milhões) no Proinfra;
- Aumento de 14,6% (R\$ 1 milhão) nos demais itens.

A receita operacional líquida foi de R\$ 6.134 milhões no 3T19, representando uma redução de 5,1% (R\$ 331 milhões).

Nos 9M19, a receita operacional bruta atingiu R\$ 28.693 milhões, um aumento de 3,6% (R\$ 995 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 13,5% (R\$ 2.961 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre setembro de 2018 e setembro de 2019; e (ii) do aumento de 1,6% na carga da área de concessão¹;
- Aumento de 22,9% (R\$ 275 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Aumento de 4,0% (R\$ 31 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;

Parcialmente compensados por:

- Variação de R\$ 2.007 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 1.943 milhões nos 9M18 para um passivo de R\$ 65 milhões nos 9M19;
- Redução de 32,1% (R\$ 129 milhões) em outras receitas e rendas em função de um ressarcimento (efeito extraordinário, no valor de R\$ 133 milhões), ocorrido em 2018²;
- Redução de 22,0% (R\$ 66 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Redução de 3,7% (R\$ 43 milhões) na CDE;
- Aumento de 64,6% (R\$ 26 milhões) em Multas de DIC e FIC principalmente em função dos temporais observados na região Sul no início de 2019.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 10.856 milhões nos 9M19, representando um aumento de 4,5% (R\$ 465 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 7,8% (R\$ 534 milhões) nos impostos (ICMS e PIS/Cofins);
- Aumento de 5,7% (R\$ 161 milhões) na CDE;
- Aumento de 7,9% (R\$ 23 milhões) nos demais itens;

Parcialmente compensados por:

- Redução de 64,1% (R\$ 253 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 17.837 milhões nos 9M19, representando um aumento

² 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. As distribuidoras receberam os valores da União e, na mesma data, foram constituídos passivos financeiros setoriais de mesmo montante, sem afetar, portanto, o resultado.

de 3,1% (R\$ 530 milhões).

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	752	751	0,1%	2.102	2.025	3,8%
PROINFA	99	82	20,9%	303	250	21,1%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.897	3.800	-23,8%	8.297	8.918	-7,0%
Crédito de PIS e COFINS	(342)	(414)	-17,4%	(898)	(997)	-10,0%
Total	3.406	4.219	-19,3%	9.804	10.196	-3,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	523	468	11,9%	1.471	1.573	-6,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	74	71	4,7%	211	198	6,2%
Encargos de Conexão	39	44	-13,2%	128	110	16,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	7	9	-21,7%	22	21	5,2%
ESS / EER	22	(178)		93	(3)	
Crédito de PIS e COFINS	(61)	(38)	60,4%	(178)	(177)	0,6%
Total	603	375	60,9%	1.748	1.722	1,5%
Custo com Energia Elétrica	4.009	4.594	-12,7%	11.552	11.918	-3,1%

No 3T19, 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\$ 4.009 milhões, representando uma redução de 12,7% (R\$ 584 milhões):

- O **custo da energia comprada para revenda** atingiu R\$ 3.406 milhões no 3T19, o que representa uma redução de 19,3% (R\$ 813 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 23,8% (R\$ 903 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido à redução de 31,1% no preço médio de compra (de R\$ 250,99/MWh no 3T18 para R\$ 173,01 MWh no 3T19), parcialmente compensada pelo aumento de 10,6% (1.605 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

 - (ii) Redução de 17,4% (R\$ 72 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerado a partir da compra de energia;
 - (iii) Aumento de 20,9% (R\$ 17 milhões) no **custo com Proinfa**, devido ao aumento de 19,8% no preço médio de compra (R\$ 348,39/MWh no 3T19 vs. R\$ 290,78/MWh no 3T18), e um aumento de 0,9% (2 GWh) na quantidade de energia comprada.
 - (iv) Aumento de 0,1% (R\$ 1 milhão) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 1,2% no preço médio de compra (de R\$ 267,46 no 3T18 para R\$ 270,76 no 3T19) parcialmente compensado pela redução de 1,1% (30 GWh) na quantidade de energia comprada;
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 603 milhões no 3T19, o que representa um aumento de 60,9% (R\$ 228 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 201 milhões em **encargos setoriais** (ESS/EER);
 - (ii) Aumento de 8,6% (R\$ 51 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (Rede Básica, Transporte de Itaipu, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 60,4% (R\$ 23 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo)

gerado a partir dos encargos.

Nos 9M19, 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\$ 11.552 milhões, representando uma redução de 3,1% (R\$ 365 milhões):

- O **custo da energia comprada para revenda** atingiu R\$ 9.804 milhões nos 9M19, o que representa uma redução de 3,8% (R\$ 392 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 7,0% (R\$ 620 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido ao aumento de 13,2% (4.130 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 17,8% no preço médio de compra (de R\$ 285,21 MWh nos 9M18 para R\$ 234,40 MWh nos 9M19);

Parcialmente compensado:

- (ii) Redução de 10,0% (R\$ 100 milhões) no crédito de PIS e Cofins (reduzidor de custo), gerado a partir da compra de energia.
 - (iii) Aumento de 3,8 % (R\$ 76 milhões) no custo com energia de Itaipu, decorrente do aumento de 4,6% no preço médio de compra (de R\$ 243,71/MWh nos 9M18 para R\$ 255,03/MWh nos 9M19), parcialmente compensado pela redução de 0,8% (69 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento de 21,1% (R\$ 53 milhões) no **custo com Proinfa**, devido ao aumento de 21,0% no preço médio de compra (R\$ 310,16/MWh nos 9M18 vs. R\$ 375,31/MWh nos 9M19), parcialmente compensado pelo aumento de 0,1% (1 GWh) na quantidade de energia comprada;
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 1.748 milhões nos 9M19, o que representa um aumento de 1,5% (R\$ 26 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de R\$ 97 milhões em **encargos setoriais** (ESS/EER);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Redução de 3,7% (R\$ 70 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão**;
- (iii) Aumento de 0,6% (R\$ 1 milhão) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.483 milhões no 3T19, um aumento de 11,0% (R\$ 147 milhões). Nos 9M19, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 4.176 milhões, um aumento de 13,4% (R\$ 495 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T19	3T18	Variação		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	(235)	(226)	(10)	4,3%	(704)	(680)	(24)	3,5%
Material	(46)	(42)	(4)	9,4%	(137)	(124)	(12)	10,0%
Serviços de Terceiros	(212)	(211)	(1)	0,5%	(638)	(627)	(11)	1,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(206)	(191)	(15)	7,9%	(546)	(411)	(135)	32,7%
<i>PDD</i>	<i>(61)</i>	<i>(48)</i>	<i>(13)</i>	<i>28,0%</i>	<i>(194)</i>	<i>(116)</i>	<i>(78)</i>	<i>67,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(53)</i>	<i>(72)</i>	<i>18</i>	<i>-25,4%</i>	<i>(122)</i>	<i>(112)</i>	<i>(10)</i>	<i>8,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>(91)</i>	<i>(72)</i>	<i>(20)</i>	<i>27,8%</i>	<i>(230)</i>	<i>(183)</i>	<i>(47)</i>	<i>25,6%</i>
Total PMSO Reportado	(699)	(669)	(30)	4,5%	(2.025)	(1.843)	(182)	9,9%

No 3T19, o **PMSO** atingiu R\$ 699 milhões, um aumento de 4,5% (R\$ 30 milhões).

Pessoal - aumento de 4,3% (R\$ 10 milhões), principalmente devido aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

Material - aumento de 9,4% (R\$ 4 milhões), principalmente reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 4 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 0,5% (R\$ 1 milhão), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: poda de árvores (R\$ 8 milhões), manutenção do sistema elétrico (R\$ 3 milhões), parcialmente compensados por serviços terceirizados (R\$ 9 milhões).

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 7,9% (R\$ 15 milhões), devido ao aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 13 milhões), nas baixas de ativos (R\$ 9 milhões), demais custos/despesas (R\$ 8 milhões) e taxa de arrecadação (R\$ 3 milhões), parcialmente compensado pela redução nas despesas legais e judiciais (R\$ 18 milhões).

Nos 9M19, o **PMSO** atingiu R\$ 2.025 milhões, um aumento de 9,9% (R\$ 182 milhões).

Pessoal - aumento de 3,5% (R\$ 24 milhões);

Material - aumento de 10,0% (R\$ 12 milhões), principalmente reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 11 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 1,8% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: poda de árvores (R\$ 12 milhões), leitura e entrega de faturas (R\$ 4 milhões), ações de cobrança, reaviso, corte e religação (R\$ 4 milhões) e manutenção do sistema elétrico (R\$ 3 milhões), parcialmente compensados pelos serviços terceirizados (R\$ 8 milhões) e auditoria e consultoria (R\$ 8 milhões).

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 32,7% (R\$ 135 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 78 milhões), despesas legais e judiciais (R\$ 28 milhões), baixa de ativos (R\$ 9 milhões), demais custos/despesas (R\$ 9 milhões), taxa de arrecadação (R\$ 8 milhões) e recuperação de despesas em 2018 (R\$ 2 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 3T19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 784 milhões, registrando um aumento de 17,6% (R\$ 117 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aumento de 19,4% (R\$ 89 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 29,2% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial;
- (iii) Aumento de 11,8% (R\$ 21 milhões) em **Depreciação e Amortização**.

Nos 9M19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.151 milhões, registrando um aumento de 17,0% (R\$ 312 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aumento de 22,9% (R\$ 275 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**;
 - (ii) Aumento de 26,6% (R\$ 18 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**;
- Parcialmente compensados por:
- (iii) Redução de 3,5% (R\$ 20 milhão) no item **Depreciação e Amortização**.

EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 846 milhões no 3T19, um aumento de 17,8% (R\$ 128 milhões), favorecido principalmente pelos efeitos positivos dos reajustes tarifários entre 2018 e 2019 e o laudo de avaliação da BRR em função da revisão tarifária da CPFL Piratininga, que gerou um ganho extraordinário no 3T19; em contrapartida, houve uma menor atualização do ativo financeiro da concessão e maior PMSO.

Nos 9M19, o **EBITDA** totalizou R\$ 2.699 milhões, um aumento de 18,5% (R\$ 421 milhões) em relação aos 9M18, influenciado basicamente pelos efeitos das revisões tarifárias ocorridas em 2018.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Lucro Líquido	375	277	35,4%	1.227	921	33,2%
Depreciação e Amortização	204	183		590	570	
Resultado Financeiro	43	98		174	249	
IR/CS	224	161		707	537	
EBITDA	846	718	17,8%	2.699	2.278	18,5%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receitas	168	155	8,8%	462	414	11,6%
Despesas	(211)	(253)	-16,3%	(636)	(663)	-4,1%
Resultado Financeiro	(43)	(98)	-56,1%	(174)	(249)	-30,1%

No 3T19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 43 milhões, uma queda de 56,1% (R\$ 55 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de R\$ 31 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
 - (ii) Redução de 76,1% (R\$ 22 milhões) nas **atualizações de contingências**;
 - (iii) Redução de 3,9% (R\$ 6 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**;
 - (iv) Variação de R\$ 4 milhões **nas demais receitas e despesas financeiras**;
- Parcialmente compensados por:
- (v) Redução de 8,4% (R\$ 8 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (vi) Redução de 0,3% (R\$ 0,1 milhão) na **atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**.

Nos 9M19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 174 milhões, uma redução de 30,1% (R\$ 75 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 62,9% (R\$ 28 milhões) na **atualização de ativos e passivos financeiros setoriais**;
 - (ii) Redução de 30,9% (R\$ 16 milhões) nas **atualizações de contingências**;
 - (iii) Aumento de 5,9% (R\$ 15 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iv) Redução de R\$ 12 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;
 - (v) Variação de R\$ 10 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa)
- Parcialmente compensado por:
- (vi) Aumento de 1,6% (R\$ 8 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**.

Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 375 milhões no 3T19, um aumento de 35,4% (R\$ 98 milhões). Nos 9M19, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 1.227 milhões, um aumento de 33,2% (R\$ 305 milhões).

5.1.2) 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 2023	6º 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 março, abril e junho de 2019

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

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2019

	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.627
Reajuste	1,88%
Parcela A	-6,64%
Parcela B	1,24%
Componentes Financeiros	7,28%
Efeito para o consumidor	-7,80%
Data de entrada em vigor	23/10/2019

5º Ciclo de Revisão Tarifária	CPFL Piratininga
Data	out/19
Base de Remuneração Bruta (A)	3.837
Taxa de Depreciação (B)	3,70%
QRR (C = A x B)	142
Base de Remuneração Líquida (D)	2.487
WACC antes dos impostos (E)	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	305
Obrigações Especiais (G)	13
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	460
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	542
Parcela B (J = H + I)	1.002
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	0,88%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	-0,54%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	999
Outras Receitas e UD/ ER(N)	78
Parcela B Ajustada (O = M - N)	921
Parcela A (P)	3.144
Receita Requerida (Q = O + P)	4.064

- **Aumento de 6,17% na Parcela B:**
 - (i) Aumento na BRR
 - (ii) Aumento na taxa média de depreciação
- **Redução de 8,32% na Parcela A:**
 - (i) Redução de R\$ 299 milhões na CDE devido principalmente ao fim dos empréstimos da CCEE

5.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Líquida	969	981	-1,2%	2.542	2.534	0,3%
EBITDA⁽¹⁾	25	43	-43,0%	77	82	-6,0%
Resultado Líquido	35	27	29,4%	63	43	47,0%

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Líquida	147	140	4,5%	451	380	18,7%
EBITDA⁽¹⁾	32	32	1,5%	107	79	34,8%
Lucro Líquido	17	20	-12,7%	63	46	36,7%

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

5.3) Segmento de Geração Convencional

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	358	355	0,8%	991	960	3,2%
Deduções da Receita Operacional	(34)	(48)	-28,2%	(100)	(101)	-1,0%
Receita Operacional Líquida	324	307	5,3%	891	859	3,6%
Custo com Energia Elétrica	(33)	(32)	1,0%	(91)	(68)	33,9%
Custos e Despesas Operacionais	(65)	(53)	21,6%	(171)	(161)	6,7%
Resultado do Serviço	226	222	2,0%	629	631	-0,4%
EBITDA⁽¹⁾	338	336	0,5%	976	960	1,6%
Resultado Financeiro	(43)	(62)	-30,0%	(126)	(205)	-38,3%
Lucro Antes da Tributação	265	247	7,3%	760	667	13,9%
Lucro Líquido	232	198	17,1%	624	535	16,6%

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

Receita Operacional

No 3T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 358 milhões, um aumento de 0,8% (R\$ 3 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 324 milhões, registrando um aumento de 5,3% (R\$ 16 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de R\$ 16 milhões na receita de suprimento da CPFL Geração, devido principalmente ao reajuste dos contratos;
- Aumento de R\$ 10 milhões na Receita com Construção da Infraestrutura, referente aos serviços iniciais prestados para construção das linhas de transmissão e subestação; esta receita tem contrapartida nos custos operacionais;
- Redução de R\$ 14 milhões nas deduções da receita operacional em relação ao 3T18 devido a um efeito extraordinário de R\$ 12 milhões na Ceran, referente à contabilização de PIS e COFINS retroativo (mudança de regime tributário).

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução na receita de suprimento de energia da CERAN (R\$ 13 milhões), devido ao menor volume de energia vendida;
- Redução de R\$ 6 milhões na receita com suprimento de energia da CPFL da Jaguari Geração, devido principalmente à variação nos valores relacionados à receita com a CCEE, pois houve redução média do PLD de 43% em relação ao 3T18;
- Redução de R\$ 5 milhões em outras receitas operacionais, principalmente em função do acordo do GSF.

Nos 9M19, a Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 991 milhões, um aumento de 3,2% (R\$ 30 milhões) em relação aos 9M18. A Receita Operacional Líquida foi de R\$ 891 milhões, registrando um aumento de 3,6% (R\$ 31 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento na receita com suprimento de energia, aliada ao reajuste dos contratos na CPFL Geração (R\$ 36 milhões);
- Aumento de R\$ 10 milhões na Receita com Construção da Infraestrutura;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução R\$ 11 milhões na receita do mercado de curto prazo na Jaguari Geração, devido ao menor PLD;
- Redução de R\$ 2 milhões na CERAN, devido à menor quantidade de energia vendida.

Custo com Energia Elétrica

No 3T19, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 33 milhões, uma variação de 1,0% (R\$ 0,3 milhão) em relação ao 3T18 devido ao reajuste de encargos setoriais.

Nos 9M19, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 91 milhões, um aumento de 33,9% (R\$ 23 milhões), explicado principalmente pelo aumento no custo com Energia Comprada para Revenda em relação aos 9M18, devido ao acordo de ressarcimento do GSF.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 65 milhões no 3T19, comparados a R\$ 53 milhões no 3T18, uma variação de 21,6%. Nos 9M19, os custos e despesas operacionais alcançaram R\$ 171 milhões, comparados a R\$ 161 milhões nos 9M18, uma variação de 6,7%.

Os fatores que explicam esses custos seguem abaixo:

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)							
	3T19	3T18	Variação		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	10	9	2	17,9%	27	26	1	3,3%
Material	1	1	0	22,9%	3	2	1	27,5%
Serviços de Terceiros	6	4	3	67,7%	19	14	4	30,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	8	12	(4)	-32,3%	23	28	(6)	-20,3%
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	2	2	1	31,9%	7	5	2	31,9%
<i>Outros</i>	5	10	(4)	-44,3%	15	23	(7)	-32,6%
Total PMSO	25	25	1	2,1%	71	71	0	0,1%

O PMSO atingiu R\$ 25 milhões no 3T19, registrando um aumento de 2,1% em relação ao 3T18 (R\$ 1 milhão).

Nos 9M19, o PMSO totalizou R\$ 71 milhões, mantendo o mesmo patamar dos 9M18.

Abaixo as principais variações:

Pessoal: aumento de 17,9% (R\$ 2 milhões), principalmente devido ao aumento de *headcount* e aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

Serviços de terceiros: variação de 67,7% (R\$ 3 milhões), devido à contabilização do crédito de PIS e COFINS retroativo no 3T18, em função da mudança de regime tributário (efeito extraordinário);

Outros Custos e Despesas Operacionais: reclassificação das despesas referentes à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, para o grupo Deduções da Receita, conforme orientação da Aneel.

Demais custos e despesas operacionais

Desconsiderando o custo com construção da infraestrutura (R\$ 10 milhões, referentes aos serviços iniciais prestados para construção das linhas de transmissão e subestação), os demais custos e receitas operacionais totalizaram R\$ 30 milhões no 3T19, comparado a R\$ 28 milhões no 3T18, registrando um aumento de 8,7% (R\$ 2 milhões). Esta variação é explicada pela menor Depreciação e Amortização na Ceran (R\$ 3 milhões) no 3T18, devido ao aproveitamento do crédito de PIS e COFINS retroativo.

Desconsiderando o custo com construção da infraestrutura, nos 9M19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 91 milhões, comparado a R\$ 89 milhões nos 9M18, registrando um aumento de 2,0% (R\$ 2 milhões), também explicada pela variação da Depreciação e Amortização na Ceran.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	3T19	3T18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	(4)	(7)	3	-42,9%	(3)	(4)	0	-9,9%
UHE Campos Novos	26	22	4	16,2%	93	71	22	31,5%
UHE Foz do Chapecó	39	36	4	11,0%	101	95	6	6,1%
UTE Epasa	20	36	(15)	-42,9%	67	79	(12)	-15,3%
Total	82	87	(5)	-5,7%	258	241	16	6,8%

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

No 3T19, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 82 milhões, comparado a R\$ 87 milhões no 3T18, uma redução de 5,7% (R\$ 5 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	3T19	3T18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	21	26	(5)	-18,3%	49	56	(7)	-12,4%
Custos/Desp. Operacionais	(19)	(26)	8	-28,6%	(37)	(41)	4	-10,1%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	(0)	0,2%	(10)	(9)	(0)	0,1%
Resultado Financeiro	(3)	(3)	1	-19,8%	(6)	(9)	3	-31,7%
IR/CS	(0)	1	(1)	-	(0)	(0)	0	-28,7%
Lucro Líquido	(4)	(7)	3	-42,9%	(3)	(4)	0	-9,9%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	3T19	3T18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	80	76	3	4,5%	236	210	26	12,3%
Custos/Desp. Operacionais	(31)	(31)	0	-1,0%	(66)	(69)	3	-4,5%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	0,0%	(18)	(18)	1	-2,8%
Resultado Financeiro	(4)	(5)	2	-33,5%	(11)	(16)	4	-28,2%
IR/CS	(13)	(11)	(2)	16,0%	(48)	(36)	(12)	32,5%
Lucro Líquido	26	22	4	16,2%	93	71	22	31,5%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECÓ	3T19	3T18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	114	116	(2)	-1,7%	333	330	3	0,8%
Custos/Desp. Operacionais	(23)	(23)	1	-2,7%	(75)	(72)	(3)	3,7%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	(0)	1,6%	(48)	(47)	(0)	0,2%
Resultado Financeiro	(18)	(24)	7	-26,9%	(58)	(68)	10	-15,1%
IR/CS	(20)	(16)	(4)	23,2%	(51)	(47)	(4)	8,9%
Lucro Líquido	39	36	4	11,0%	101	95	6	6,1%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	3T19	3T18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	39	181	(142)	-78,6%	254	327	(73)	-22,3%
Custos/Desp. Operacionais	(8)	(134)	127	-94,3%	(153)	(217)	64	-29,6%
Depreciação e Amortização	(5)	(5)	0	-1,9%	(14)	(14)	0	-1,1%
Resultado Financeiro	(1)	(2)	1	-39,5%	(4)	(5)	1	-14,8%
IR/CS	(5)	(8)	3	-33,9%	(16)	(15)	(1)	7,0%
Lucro Líquido	20	36	(15)	-42,9%	67	79	(12)	-15,3%

Abaixo as principais variações:

Baesa: redução na receita em virtude do cenário de GSF e PLD (R\$ 4 milhões). Este efeito foi parcialmente compensado pela redução na quantidade de energia comprada para revenda (R\$ 6 milhões), com efeito líquido de R\$ 3 milhões no lucro.

Enercan: efeito positivo de R\$ 4 milhões, devido principalmente ao reajuste de preço da venda de energia, aliado ao aumento do volume no 3T19.

Foz do Chapecó: efeito positivo de R\$ 4 milhões, explicado basicamente pela redução das despesas financeiras com atualização do Uso do Bem Público.

Epasa: redução de R\$ 15 milhões no Lucro Líquido, devido principalmente aos benefícios fiscais no 3T18.

EBITDA

No 3T19, o **EBITDA** foi de R\$ 338 milhões, comparado a R\$ 336 milhões no 3T18, um aumento de 0,5% (R\$ 2 milhões). Os principais fatores que contribuíram para esta variação no 3T19 foram o reajuste dos contratos, parcialmente compensados pela menor geração hídrica e térmica pelo crédito fiscal contabilizado na Epasa em 2018.

Nos 9M19, o **EBITDA** foi de R\$ 976 milhões, comparado a R\$ 960 milhões nos 9M18, um aumento de 1,6% (R\$ 16 milhões), influenciado basicamente pelos reajustes dos contratos e variações na energia gerada.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Lucro Líquido	232	198	17,1%	624	535	16,6%
Depreciação e Amortização	30	27		90	88	
Resultado Financeiro	43	62		126	205	
IR/CS	33	48		135	132	
EBITDA	338	336	0,5%	976	960	1,6%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receitas	13	18	-30,6%	36	55	-34,6%
Despesas	(56)	(80)	-30,1%	(162)	(260)	-37,5%
Resultado Financeiro	(43)	(62)	-30,0%	(126)	(205)	-38,3%

No 3T19, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 43 milhões, uma redução de 30,0% (R\$ 19 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 62 milhões registrada no 3T18.

Os principais itens que explicam esta variação são:

- (i) Redução de 25,0% (R\$ 15 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução no volume da dívida, aliado à variação no CDI (4,67% no 3T19 *versus* 4,81% no 3T18);
- (ii) Redução de R\$ 6 milhões em **atualizações monetárias e cambiais**, devido a: (i) o efeito positivo apurado nas despesas com derivativos (R\$ 4 milhões), (ii) à marcação a mercado dos derivativos vinculados na CPFL Geração (R\$ 1 milhão) e (iii) redução de encargos de debêntures na Ceran (R\$ 2 milhões);
- (iii) Redução de R\$ 2 milhões nas despesas com uso do bem público (UBP) na Ceran;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 86,2% (R\$ 4 milhões) em **outras receitas financeiras** (redução de atualização de recebíveis na CPFL Geração).

Nos 9M19, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 126 milhões, representando uma redução de 38,3% (R\$ 79 milhões) em relação à despesa financeira líquida de R\$ 205 milhões registrada nos 9M18.

Os principais itens que explicam esta variação são:

- (i) Redução de 27,4% (R\$ 52 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução no volume da dívida, aliado a variação no CDI;
- (ii) Redução de 75,3% (R\$ 39 milhões) nas despesas com **atualizações monetárias e cambiais**, sendo R\$ 21 milhões referente ao derivativo *zero-cost collar*³ e R\$ 18 milhões referente a outras atualizações monetárias e cambiais;
- (iii) Aumento de 8 milhões nos 9M19 referente a **juros sobre contratos de mútuo** em relação aos 9M18.

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 56,6% (R\$ 19 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**.

³ Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

Lucro Líquido

No 3T19, o **lucro líquido** foi de R\$ 232 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 198 milhões no 3T18, um aumento de 17,1% (R\$ 34 milhões).

Nos 9M19, o **lucro líquido** foi de R\$ 624 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 535 milhões nos 9M18, um aumento de 16,6% (R\$ 89 milhões).

5.4) CPFL Renováveis

Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL RENOVÁVEIS (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	634	656	-3,4%	1.422	1.499	-5,2%
Receita Operacional Líquida	599	622	-3,6%	1.345	1.420	-5,3%
Custo com Energia Elétrica	(106)	(109)	-2,7%	(226)	(262)	-13,7%
Custos e Despesas Operacionais	(270)	(241)	12,0%	(775)	(716)	8,3%
Resultado do Serviço	222	271	-17,9%	343	442	-22,4%
EBITDA¹	384	427	-10,0%	827	910	-9,1%
Resultado Financeiro	(93)	(126)	-26,8%	(316)	(375)	-15,8%
Lucro Antes da Tributação	130	145	-10,2%	28	68	-59,1%
Lucro Líquido	124	121	2,3%	(8)	12	-

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 634 milhões, representando uma redução de 3,4% (R\$ 22 milhões). A **Receita Operacional Líquida** atingiu R\$ 599 milhões, representando uma redução de 3,6% (R\$ 23 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Redução de R\$ 61 milhões na receita das eólicas, devido principalmente: (i) à menor geração dos complexos eólicos (R\$ 28 milhões); e (ii) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 3T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 3T19 (R\$ 32 milhões).

Fonte PCHs:

- Aumento de R\$ 35 milhões na receita das PCHs, devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos.

Fonte Biomassa:

- Aumento de R\$ 4 milhões na receita das biomassas, devido à maior geração de algumas usinas (R\$ 6 milhões), parcialmente compensado pela estratégia de sazonalização dos contratos - menor no 3T19 (R\$ 2 milhões).

Holding:

- A receita da *Holding* permaneceu praticamente estável entre os períodos.

Nos 9M19, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.422 milhões, representando uma redução de 5,2% (R\$ 77 milhões). A **Receita Operacional Líquida** atingiu R\$ 1.345 milhões, representando uma redução de 5,3% (R\$ 76 milhões). Essas variações podem ser explicadas principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre e pelas operações *intercompany* de *hedge* e *swap* liquidadas a PLD no 2T19 na Holding, parcialmente compensadas pelo reajuste de preços dos contratos.

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Energia Comprada para Revenda	(81)	(85)	-5,0%	(152)	(197)	-23,1%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(26)	(24)	5,2%	(74)	(64)	15,2%
Resultado Financeiro	(106)	(109)	-2,7%	(226)	(262)	-13,7%

No 3T19, o **Custo com Energia Elétrica** totalizou R\$ 106 milhões, representando uma redução de 2,7% (R\$ 3 milhões). Nos 9M19, o **Custo com Energia Elétrica** totalizou R\$ 226 milhões, uma redução de 13,7% (R\$ 36 milhões).

O custo de compra de energia totalizou R\$ 81 milhões no 3T19, uma redução de 5,0% (R\$ 4 milhões). Já nos 9M19, o custo de compra de energia totalizou R\$ 152 milhões, uma redução de 23,1% (R\$ 46 milhões). Essas variações devem-se principalmente:

- ao menor volume de energia comprado para operações de *hedge* e déficits de energia dos parques eólicos que participaram do MCSD, por conta da sazonalização *flat* em 2018;
- ao menor GSF nos períodos.

O custo com encargos de uso do sistema totalizou R\$ 26 milhões no 3T19, um aumento de 5,2% (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão. Nos 9M19, o custo com encargos de uso do sistema totalizou R\$ 74 milhões, um aumento de 15,2% (R\$ 10 milhões), devido principalmente: (i) ao reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão; e (ii) ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins no 2T18.

Custos e Despesas Operacionais

Os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 270 milhões no 3T19, comparado a R\$ 241 milhões no 3T18, representando um aumento de 12,0% (R\$ 29 milhões). Já nos 9M19, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 775 milhões, comparado a R\$ 716 milhões nos 9M18, representando um aumento de 8,3% (R\$ 59 milhões). Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T19	3T18	Variação		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(31)	(25)	(6)	26,1%	(85)	(76)	(9)	11,5%
Material	(5)	(4)	(2)	40,8%	(13)	(21)	7	-35,5%
Serviços de Terceiros	(52)	(44)	(7)	16,5%	(148)	(121)	(27)	22,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(20)	(13)	(8)	59,3%	(45)	(31)	(15)	47,9%
Total PMSO Reportado	(109)	(86)	(23)	26,8%	(292)	(248)	(43)	17,4%

O item PMSO atingiu R\$ 109 milhões no 3T19, comparado a R\$ 86 milhões no 3T18, um aumento de 26,8% (R\$ 23 milhões), devido principalmente:

- (i) à baixa dos ativos imobilizados dos parques eólicos que eram operados pela Suzlon, no montante de R\$ 9 milhões;
- (ii) ao 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, no montante de R\$ 6 milhões;
- (iii) ao aumento de despesas no processo de integração com a CPFL Energia, no montante de R\$ 4 milhões.

Nos 9M19, o item PMSO atingiu R\$ 292 milhões, comparado a R\$ 248 milhões nos 9M18, um aumento de 17,4% (R\$ 43 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre e:

- (i) pela reversão de provisão de *impairment* ocorrida no 1T18, que não se repetiu no 1T19; e
- (ii) pelo efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Confins no 2T18.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 162 milhões no 3T19, aumento de 3,9% (R\$ 6 milhões). Nos 9M19, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 484 milhões, um aumento de 3,4% (R\$ 16 milhões). Esses resultados são explicados principalmente pela entrada em operação da PCH Boa Vista II, em novembro de 2018.

EBITDA

No 3T19, o EBITDA foi de R\$ 384 milhões, comparado a R\$ 427 milhões no 3T18, uma redução de 10,0% (R\$ 43 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) à menor geração dos parques eólicos (R\$ 34 milhões); (ii) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova versus o MCSD, no 3T18 (R\$ 32 milhões); (iii) à baixa de ativos imobilizados dos parques que eram operados pela Suzlon (R\$ 9 milhões); e (iv) ao reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (R\$ 6 milhões), findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação. Tais itens foram parcialmente compensados pela diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos.

Nos 9M19, o EBITDA foi de R\$ 827 milhões, comparado a R\$ 910 milhões nos 9M18, uma

redução de 9,1% (R\$ 83 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) à menor receita líquida (R\$ 76 milhões); e (ii) à baixa de ativos imobilizados dos parques que eram operados pela Suzlon (R\$ 9 milhões).

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Lucro Líquido	124	121	2,3%	(8)	12	-
Depreciação e Amortização	162	156		484	468	
Resultado Financeiro	93	126		316	375	
Imposto de Renda / Contribuição Social	6	24		35	56	
EBITDA	384	427	-10,0%	827	910	-9,1%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receitas	43	35	23,1%	141	95	49,4%
Despesas	(135)	(161)	-16,1%	(457)	(469)	-2,7%
Resultado Financeiro	(93)	(126)	-26,8%	(316)	(375)	-15,8%

No 3T19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 93 milhões, uma redução de 26,8% (R\$ 34 milhões). As receitas financeiras totalizaram R\$ 43 milhões no 3T19, 23,1% superior às do 3T18 (R\$ 8 milhões), devido principalmente à receita com atualização de liquidação financeira na CCEE, parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI. Já as despesas financeiras somaram R\$ 135 milhões no 3T19, 16,1% inferior às do 3T18 (R\$ 26 milhões), decorrente principalmente: (i) dos menores juros e atualização monetária sobre empréstimos e debêntures, devido à queda do CDI médio e da TJLP; e (ii) da redução nas despesas de dívidas, com destaque para a troca de dívidas mais caras por uma debênture com custo mais barato. Tais efeitos foram parcialmente compensados por despesa com atualização de liquidação financeira na CCEE (provisão do GSF).

Nos 9M19, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 316 milhões, uma redução de 15,8% (R\$ 59 milhões). As receitas financeiras totalizaram R\$ 141 milhões nos 9M19, 49,4% superior às dos 9M18 (R\$ 47 milhões). Já as despesas financeiras somaram R\$ 457 milhões nos 9M19, 2,7% inferior às dos 9M18 (R\$ 12 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre.

Lucro Líquido

No 3T19, o lucro líquido foi de R\$ 124 milhões, comparado ao lucro líquido de R\$ 121 milhões no 3T18, um aumento de 2,3% (R\$ 3 milhões). Esse desempenho reflete a melhora do resultado financeiro e da rubrica de imposto de renda e contribuição social nos períodos.

Nos 9M19, foi registrado um prejuízo líquido de R\$ 8 milhões, comparado ao lucro líquido de R\$ 12 milhões nos 9M18. Esse desempenho reflete a piora do Ebitda, parcialmente compensado pela melhora do resultado financeiro.

6) ANEXOS

6.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2018
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.231.733	1.891.457	3.578.838
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.046.010	4.547.951	5.186.078
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	98.318	100.182	100.157
Tributos a Compensar	419.722	411.256	480.447
Derivativos	318.385	309.484	446.815
Ativo Financeiro Setorial	1.328.954	1.330.981	1.515.712
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	23.056
Ativo Contratual	34.262	23.535	-
Outros Créditos	590.766	787.470	860.614
	11.068.152	9.402.316	12.191.717
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	662.605	752.795	227.387
Depósitos Judiciais	876.539	854.374	863.438
Tributos a Compensar	430.881	253.691	240.430
Ativo Financeiro Setorial	325.012	223.880	764.847
Derivativos	536.754	347.507	484.402
Créditos Fiscais Diferidos	760.934	956.380	767.696
Ativo Financeiro da Concessão	8.398.420	7.430.149	7.339.936
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	706.587	927.440	709.754
Investimentos	973.882	980.362	959.216
Imobilizado	9.106.888	9.456.614	9.536.347
Ativo Contratual	1.396.228	1.046.433	-
Intangível	9.264.793	9.462.935	10.509.451
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	33.556.177	32.809.214	32.519.557
TOTAL DO ATIVO	44.624.329	42.211.530	44.711.274

6.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2018
CIRCULANTE			
Fornecedores	3.211.553	2.398.085	3.841.430
Empréstimos e Financiamentos	3.394.489	2.446.113	2.751.778
Debêntures	584.682	917.352	1.646.527
Entidade de Previdência Privada	123.486	86.623	76.619
Taxas Regulamentares	247.053	150.656	514.915
Impostos, Taxas e Contribuições	731.835	765.438	829.795
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	512.257	532.608	38.440
Obrigações Estimadas com Pessoal	174.024	119.252	167.982
Derivativos	1.377	8.139	32.648
Passivo Financeiro Setorial	-	-	-
Uso do Bem Público	6.189	11.570	11.431
Outras Contas a Pagar	1.123.247	979.296	1.135.614
TOTAL DO CIRCULANTE	10.110.192	8.415.132	11.047.179
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	334.949	333.036	139.096
Empréstimos e Financiamentos	8.256.512	8.989.846	8.556.530
Debêntures	8.115.705	8.023.493	8.586.345
Entidade de Previdência Privada	1.101.463	1.156.639	862.772
Impostos, Taxas e Contribuições	1.588	9.691	12.268
Débitos Fiscais Diferidos	1.087.252	1.136.227	1.288.800
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	821.032	979.360	997.547
Derivativos	4.092	23.659	7.350
Passivo Financeiro Setorial	137.539	46.703	73.434
Uso do Bem Público	96.442	89.965	88.771
Outras Contas a Pagar	620.933	475.396	465.124
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	20.577.509	21.264.015	21.078.038
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	9.388.978	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	(1.640.962)	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	(406.889)	(376.294)	(143.010)
Lucros Acumulados	1.879.755	-	2.216.629
	13.649.386	10.262.749	10.373.057
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	287.242	2.269.634	2.213.000
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	13.936.627	12.532.383	12.586.057
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	44.624.329	42.211.530	44.711.274

6.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (em milhares de reais)



Consolidado						
	3T19	3T18	Varição	9M19	9M18	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.675.780	7.471.689	2,7%	23.213.292	21.128.905	9,9%
Suprimento de Energia Elétrica	1.787.762	1.827.963	-2,2%	4.456.730	4.143.917	7,5%
Receita com construção de infraestrutura	561.861	462.838	21,4%	1.488.441	1.203.453	23,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	63.213	99.089	-36,2%	236.000	302.498	-22,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	238.278	1.088.508	-78,1%	(64.548)	1.942.754	-
Outras Receitas Operacionais	1.337.955	1.224.217	9,3%	3.926.718	3.591.190	9,3%
	11.664.848	12.174.303	-4,2%	33.256.634	32.312.716	2,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.918.367)	(4.044.018)	-3,1%	(11.346.400)	(10.862.411)	4,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.746.482	8.130.285	-4,7%	21.910.234	21.450.306	2,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(4.150.263)	(5.002.833)	-17,0%	(11.709.290)	(12.166.742)	-3,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(629.141)	(398.629)	57,8%	(1.822.487)	(1.786.478)	2,0%
	(4.779.404)	(5.401.462)	-11,5%	(13.531.778)	(13.953.219)	-3,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(363.683)	(344.089)	5,7%	(1.077.469)	(1.034.222)	4,2%
Material	(71.008)	(62.056)	14,4%	(204.005)	(188.036)	8,5%
Serviços de Terceiros	(171.957)	(161.910)	6,2%	(515.415)	(498.564)	3,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(234.558)	(214.744)	9,2%	(612.979)	(463.284)	32,3%
PDD	(61.016)	(45.495)	34,1%	(194.866)	(113.737)	71,3%
Despesas legais e judiciais	(55.180)	(68.852)	-19,9%	(126.155)	(112.603)	12,0%
Outros	(118.362)	(100.397)	17,9%	(291.958)	(236.944)	23,2%
Custos com Construção de Infraestrutura	(560.882)	(462.799)	21,2%	(1.487.416)	(1.203.405)	23,6%
Entidade de Previdência Privada	(29.020)	(22.477)	29,1%	(85.322)	(67.432)	26,5%
Depreciação e Amortização	(361.480)	(316.362)	14,3%	(1.029.881)	(977.531)	5,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(56.431)	(71.327)	-20,9%	(200.650)	(214.122)	-6,3%
	(1.849.019)	(1.655.765)	11,7%	(5.213.138)	(4.646.595)	12,2%
EBITDA¹	1.618.024	1.547.772	4,5%	4.653.623	4.283.561	8,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.118.058	1.073.058	4,2%	3.165.318	2.850.491	11,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	280.129	212.587	31,8%	718.061	578.817	24,1%
Despesas	(412.487)	(491.560)	-16,1%	(1.281.783)	(1.410.983)	-9,2%
	(132.358)	(278.973)	-52,6%	(563.722)	(832.166)	-32,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	82.055	87.025	-5,7%	257.774	241.416	6,8%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	81.910	86.880	-5,7%	257.339	240.982	6,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	1.067.610	880.966	21,2%	2.858.936	2.259.307	26,5%
Contribuição Social	(86.711)	(70.757)	22,5%	(260.789)	(207.469)	25,7%
Imposto de Renda	(233.160)	(183.986)	26,7%	(706.377)	(556.033)	27,0%
LUCRO LÍQUIDO	747.739	626.223	19,4%	1.891.770	1.495.804	26,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>676.956</i>	<i>553.728</i>	<i>22,3%</i>	<i>1.861.036</i>	<i>1.453.225</i>	<i>28,1%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>70.783</i>	<i>72.495</i>	<i>-2,4%</i>	<i>30.734</i>	<i>42.579</i>	<i>-27,8%</i>

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

6.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia
(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T19	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	6.981.505	3.578.838
Lucro Líquido Antes dos Tributos	1.067.610	3.539.606
Depreciação e Amortização	417.910	1.632.942
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	228.694	935.711
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(480.652)	(545.208)
Ativo Financeiro Setorial	(241.190)	851.881
Contas a Receber - CDE	10.543	58.501
Fornecedores	490.216	(588.717)
Passivo Financeiro Setorial	2.913	(31.933)
Contas a Pagar - CDE	(11.219)	47.717
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(211.675)	(1.095.015)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(235.645)	(1.083.283)
Outros	15.038	65.270
	(15.067)	247.866
Total de Atividades Operacionais	1.052.542	3.787.471
Atividades de Investimentos		
Aquisições do Ativo Contratual, Imobilizado e Outros Intangíveis	(616.103)	(2.274.820)
Outros	(4.067.928)	(3.954.666)
Total de Atividades de Investimentos	(4.684.031)	(6.229.486)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	(679)	3.631.974
Captação de Empréstimos e Debêntures	825.263	6.585.378
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(923.244)	(8.077.823)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(19.624)	(44.631)
Outros	-	12
Total de Atividades de Financiamento	(118.284)	2.094.910
Geração de Caixa	(3.749.773)	(347.106)
Saldo Final do Caixa - 30/09/2019	3.231.732	3.231.732

6.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(em milhares de reais)



Geração Convencional						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Suprimento de Energia Elétrica	320.484	322.851	-0,7%	920.152	898.295	2,4%
Receita com Construção da Infraestrutura	10.593	1.061	898,2%	11.230	1.317	752,8%
Outras Receitas Operacionais	26.939	31.414	-14,2%	59.385	60.786	-2,3%
	358.017	355.327	0,8%	990.767	960.398	3,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(34.369)	(47.885)	-28,2%	(100.004)	(100.987)	-1,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	323.647	307.442	5,3%	890.763	859.410	3,6%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(25.358)	(25.582)	-0,9%	(69.690)	(47.286)	47,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(7.165)	(6.609)	8,4%	(20.827)	(20.338)	2,4%
	(32.523)	(32.191)	1,0%	(90.517)	(67.625)	33,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(10.046)	(8.523)	17,9%	(26.761)	(25.899)	3,3%
Material	(1.032)	(839)	22,9%	(2.720)	(2.133)	27,5%
Serviços de Terceiros	(6.252)	(3.728)	67,7%	(18.587)	(14.209)	30,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.796)	(11.520)	-32,3%	(22.625)	(28.378)	-20,3%
Custo com Construção da Infraestrutura	(9.615)	(1.023)	840,3%	(10.205)	(1.269)	704,3%
Entidade de Previdência Privada	(473)	(388)	21,8%	(1.419)	(1.165)	21,8%
Depreciação e Amortização	(27.192)	(24.857)	9,4%	(81.681)	(80.143)	1,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%	(7.475)	(7.475)	0,0%
	(64.897)	(53.369)	21,6%	(171.474)	(160.671)	6,7%
EBITDA	337.966	336.256	0,5%	975.701	960.149	1,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	226.228	221.883	2,0%	628.772	631.115	-0,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	12.697	18.290	-30,6%	35.926	54.899	-34,6%
Despesas	(56.163)	(80.386)	-30,1%	(162.314)	(259.824)	-37,5%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(43.467)	(62.096)	-30,0%	(126.388)	(204.925)	-38,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	82.055	87.025	-5,7%	257.774	241.416	6,8%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	81.910	86.880	-5,7%	257.339	240.982	6,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	264.671	246.667	7,3%	759.723	667.171	13,9%
Contribuição Social	(8.803)	(13.000)	-32,3%	(36.099)	(35.170)	2,6%
Imposto de Renda	(23.705)	(35.323)	-32,9%	(99.132)	(96.607)	2,6%
LUCRO LÍQUIDO	232.163	198.344	17,1%	624.492	535.395	16,6%

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.

6.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T19	3T18	Variação	9M19	9M18	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.169	4.935	4,7%	16.588	16.242	2,1%
Suprimento de Energia Elétrica	628.524	648.431	-3,1%	1.401.803	1.478.311	-5,2%
Outras Receitas Operacionais	397	3.020	-86,9%	3.599	4.791	-24,9%
	634.089	656.386	-3,4%	1.421.989	1.499.344	-5,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(35.033)	(34.735)	0,9%	(77.448)	(79.109)	-2,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	599.056	621.651	-3,6%	1.344.542	1.420.235	-5,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(80.733)	(84.948)	-5,0%	(151.752)	(197.336)	-23,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(25.553)	(24.290)	5,2%	(74.143)	(64.346)	15,2%
	(106.285)	(109.238)	-2,7%	(225.895)	(261.682)	-13,7%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(31.144)	(24.690)	26,1%	(84.663)	(75.928)	11,5%
Material	(5.423)	(3.852)	40,8%	(13.315)	(20.636)	-35,5%
Serviços de Terceiros	(51.533)	(44.232)	16,5%	(148.208)	(120.995)	22,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(20.470)	(12.846)	59,3%	(45.336)	(30.657)	47,9%
Depreciação e Amortização	(121.954)	(116.673)	4,5%	(364.532)	(350.656)	4,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.807)	(39.024)	2,0%	(119.421)	(117.214)	1,9%
	(270.331)	(241.317)	12,0%	(775.475)	(716.086)	8,3%
EBITDA¹	384.200	426.793	-10,0%	827.124	910.337	-9,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	222.439	271.095	-17,9%	343.171	442.466	-22,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	42.584	34.598	23,1%	141.371	94.610	49,4%
Despesas	(135.205)	(161.064)	-16,1%	(456.871)	(469.410)	-2,7%
	(92.620)	(126.466)	-26,8%	(315.500)	(374.799)	-15,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	129.819	144.629	-10,2%	27.671	67.667	-59,1%
Contribuição Social	(2.970)	(9.167)	-67,6%	(12.721)	(20.047)	-36,5%
Imposto de Renda	(2.962)	(14.416)	-79,5%	(22.584)	(35.635)	-36,6%
LUCRO LÍQUIDO	123.887	121.047	2,3%	(7.634)	11.985	-

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.

6.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T19	3T18	Variação	9M19	9M18	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.118.937	6.989.874	1,8%	21.615.399	19.701.037	9,7%
Suprimento de Energia Elétrica	618.941	513.749	20,5%	1.658.946	1.088.572	52,4%
Receita com construção de infraestrutura	551.267	461.777	19,4%	1.477.211	1.202.136	22,9%
Atualização do ativo financeiro da concessão	63.213	99.089	-36,2%	236.000	302.498	-22,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	238.278	1.088.508	-78,1%	(64.548)	1.942.754	-
Outras Receitas Operacionais	1.279.689	1.164.232	9,9%	3.769.872	3.460.778	8,9%
	9.870.324	10.317.227	-4,3%	28.692.880	27.697.776	3,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.736.085)	(3.852.262)	-3,0%	(10.856.016)	(10.390.872)	4,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.134.239	6.464.965	-5,1%	17.836.864	17.306.904	3,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.406.107)	(4.218.803)	-19,3%	(9.804.238)	(10.195.773)	-3,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(603.272)	(374.849)	60,9%	(1.748.187)	(1.722.134)	1,5%
	(4.009.379)	(4.593.652)	-12,7%	(11.552.425)	(11.917.907)	-3,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(235.284)	(225.503)	4,3%	(703.957)	(680.260)	3,5%
Material	(46.471)	(42.464)	9,4%	(136.672)	(124.238)	10,0%
Serviços de Terceiros	(211.696)	(210.581)	0,5%	(638.209)	(626.909)	1,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(205.908)	(190.890)	7,9%	(545.844)	(411.285)	32,7%
PDD	(61.105)	(47.746)	28,0%	(193.538)	(115.790)	67,1%
Despesas Legais e Judiciais	(53.444)	(71.633)	-25,4%	(121.873)	(112.017)	8,8%
Outros	(91.359)	(71.511)	27,8%	(230.433)	(183.479)	25,6%
Custos com construção de infraestrutura	(551.267)	(461.777)	19,4%	(1.477.211)	(1.202.136)	22,9%
Entidade de Previdência Privada	(28.547)	(22.089)	29,2%	(83.903)	(66.267)	26,6%
Depreciação e Amortização	(189.965)	(168.495)	12,7%	(548.100)	(527.963)	3,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(14.133)	0,0%	(42.399)	(42.399)	0,0%
	(1.483.270)	(1.335.931)	11,0%	(4.176.295)	(3.681.457)	13,4%
EBITDA¹	845.687	718.009	17,8%	2.698.642	2.277.902	18,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	641.590	535.382	19,8%	2.108.144	1.707.540	23,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	168.428	154.871	8,8%	461.587	413.535	11,6%
Despesas	(211.289)	(252.585)	-16,3%	(635.609)	(662.568)	-4,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	(42.861)	(97.714)	-56,1%	(174.022)	(249.033)	-30,1%
	598.729	437.668	36,8%	1.934.122	1.458.507	32,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	598.729	437.668	36,8%	1.934.122	1.458.507	32,6%
Contribuição Social	(60.036)	(43.109)	39,3%	(189.737)	(143.348)	32,4%
Imposto de Renda	(163.822)	(117.665)	39,2%	(517.394)	(394.034)	31,3%
LUCRO LÍQUIDO	374.871	276.894	35,4%	1.226.991	921.126	33,2%

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

6.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(em milhares de reais)



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

CPFL PAULISTA						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	4.349.461	4.574.682	-4,9%	12.443.979	12.051.451	3,3%
Receita Operacional Líquida	2.749.311	2.914.610	-5,7%	7.836.471	7.612.682	2,9%
Custo com Energia Elétrica	(1.864.038)	(2.114.248)	-11,8%	(5.242.398)	(5.344.757)	-1,9%
Custos e Despesas Operacionais	(602.689)	(551.549)	9,3%	(1.685.718)	(1.506.793)	11,9%
Resultado do Serviço	282.584	248.814	13,6%	908.354	761.133	19,3%
EBITDA⁽¹⁾	351.712	310.594	13,2%	1.106.080	957.090	15,6%
Resultado Financeiro	(7.742)	(29.004)	-73,3%	(47.350)	(63.925)	-25,9%
Lucro antes da Tributação	274.842	219.809	25,0%	861.004	697.208	23,5%
Lucro Líquido	176.837	140.604	25,8%	553.156	443.747	24,7%

CPFL PIRATININGA						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	1.801.238	1.791.030	0,6%	5.295.775	4.930.446	7,4%
Receita Operacional Líquida	1.108.673	1.108.488	0,0%	3.223.653	3.009.169	7,1%
Custo com Energia Elétrica	(777.433)	(831.646)	-6,5%	(2.234.650)	(2.175.406)	2,7%
Custos e Despesas Operacionais	(202.396)	(216.334)	-6,4%	(650.621)	(582.273)	11,7%
Resultado do Serviço	128.843	60.509	112,9%	338.381	251.490	34,6%
EBITDA⁽¹⁾	157.257	85.270	84,4%	420.786	326.071	29,0%
Resultado Financeiro	(5.077)	(15.571)	-67,4%	(27.674)	(40.079)	-31,0%
Lucro antes da Tributação	123.766	44.938	175,4%	310.708	211.412	47,0%
Lucro Líquido	76.781	27.816	176,0%	195.620	132.104	48,1%

RGE						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	3.262.130	3.476.585	-6,2%	9.640.653	9.433.842	2,2%
Receita Operacional Líquida	1.970.728	2.130.869	-7,5%	5.872.192	5.840.009	0,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.184.068)	(1.446.770)	-18,2%	(3.559.954)	(3.873.747)	-8,1%
Custos e Despesas Operacionais	(583.895)	(493.697)	18,3%	(1.582.770)	(1.372.607)	15,3%
Resultado do Serviço	202.765	190.403	6,5%	729.468	593.656	22,9%
EBITDA⁽¹⁾	296.895	274.953	8,0%	1.003.153	859.795	16,7%
Resultado Financeiro	(28.040)	(46.699)	-40,0%	(89.979)	(132.476)	-32,1%
Lucro antes da Tributação	174.726	143.704	21,6%	639.490	461.180	38,7%
Lucro Líquido	105.913	88.667	19,5%	400.153	287.618	39,1%

CPFL SANTA CRUZ						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	457.495	474.930	-3,7%	1.312.472	1.282.036	2,4%
Receita Operacional Líquida	305.527	310.997	-1,8%	904.548	845.044	7,0%
Custo com Energia Elétrica	(183.840)	(200.989)	-8,5%	(515.422)	(523.998)	-1,6%
Custos e Despesas Operacionais	(94.289)	(74.351)	26,8%	(257.186)	(219.784)	17,0%
Resultado do Serviço	27.398	35.656	-23,2%	131.940	101.261	30,3%
EBITDA⁽¹⁾	39.823	47.193	-15,6%	168.623	134.946	25,0%
Resultado Financeiro	(2.002)	(6.440)	-68,9%	(9.020)	(12.554)	-28,2%
Lucro antes da Tributação	25.395	29.217	-13,1%	122.920	88.707	38,6%
Lucro Líquido	15.339	19.807	-22,6%	78.062	57.657	35,4%

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

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



CPFL Paulista						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	2.205	2.180	1,2%	7.208	6.968	3,5%
Industrial	2.714	2.776	-2,2%	8.131	8.190	-0,7%
Comercial	1.274	1.257	1,3%	4.254	4.123	3,2%
Outros	1.148	1.182	-2,9%	3.342	3.349	-0,2%
Total	7.340	7.394	-0,7%	22.935	22.630	1,3%

CPFL Piratininga						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	914	915	-0,1%	3.016	2.932	2,9%
Industrial	1.502	1.663	-9,7%	4.574	4.926	-7,1%
Comercial	570	559	2,0%	1.904	1.836	3,7%
Outros	311	307	1,4%	969	902	7,4%
Total	3.298	3.444	-4,2%	10.462	10.596	-1,3%

RGE						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	1.315	1.339	-1,8%	4.195	4.153	1,0%
Industrial	1.634	1.679	-2,7%	4.790	4.802	-0,2%
Comercial	577	587	-1,6%	1.959	1.988	-1,5%
Outros	1.063	1.099	-3,3%	3.733	3.888	-4,0%
Total	4.590	4.703	-2,4%	14.676	14.831	-1,0%

CPFL Santa Cruz						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	198	193	2,2%	618	595	3,8%
Industrial	264	251	5,2%	797	735	8,5%
Comercial	84	80	4,8%	275	260	5,8%
Outros	190	184	3,2%	556	540	2,9%
Total	736	708	3,8%	2.247	2.131	5,4%

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



CPFL Paulista						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	2.205	2.180	1,2%	7.208	6.968	3,5%
Industrial	587	626	-6,2%	1.768	1.886	-6,2%
Comercial	937	941	-0,5%	3.130	3.096	1,1%
Outros	1.099	1.154	-4,8%	3.203	3.247	-1,4%
Total	4.828	4.901	-1,5%	15.309	15.196	0,7%

CPFL Piratininga						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	914	915	-0,1%	3.016	2.932	2,9%
Industrial	249	291	-14,6%	763	861	-11,5%
Comercial	399	397	0,3%	1.351	1.321	2,3%
Outros	257	263	-2,5%	826	775	6,6%
Total	1.818	1.867	-2,6%	5.955	5.889	1,1%

RGE						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	1.315	1.339	-1,8%	4.195	4.153	1,0%
Industrial	458	539	-15,0%	1.397	1.543	-9,5%
Comercial	488	517	-5,6%	1.671	1.752	-4,6%
Outros	1.056	1.091	-3,2%	3.710	3.864	-4,0%
Total	3.318	3.486	-4,8%	10.972	11.311	-3,0%

CPFL Santa Cruz						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residencial	198	193	2,2%	618	595	3,8%
Industrial	93	101	-7,6%	287	300	-4,4%
Comercial	77	75	2,7%	255	244	4,3%
Outros	190	184	3,0%	555	540	2,7%
Total	558	554	0,7%	1.714	1.680	2,1%

6.11) 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	4.558	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	1.782	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	2.913	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	464	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	Direta e Indireta 99,94%	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 de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra") (g)	Sociedade limitada	Serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas") (g)	Sociedade limitada	Serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças") (g)	Sociedade limitada	Serviços financeiros	Direta 100%
Nect Serviços Adm de Suprimentos e Logística Ltda ("CPFL Supre") (g)	Sociedade limitada	Serviços de suprimentos e logística	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%

6.12) 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 (3T19)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

set / 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	430	5.171	-	5.601	384	-	1.086	160	1.630	7.232
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(114)	(905)	(5)	(1.024)	(63)	(23)	(133)	(60)	(279)	(1.303)
Dívida Líquida	316	4.266	-5.343	4.577	322	-23	953	100	1.352	5.929
Participação CPFL (%)	65,00%	99,94%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	205	4.264	-3	4.466	157	-6	486	53	690	5.156

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	19.502
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(3.232)
Dívida Líquida (IFRS)	16.270
(-) Projetos 100%	(4.577)
(+) Consolidação Proporcional	5.156
Dívida Líquida (Pro Forma)	16.849

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (3T19 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

3T19LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	335	1.861	41	2.237	645	293	869	703	2.510	4.747
Despesa Operacional	(94)	(735)	(25)	(854)	(182)	(198)	(197)	(442)	(1.019)	(1.873)
EBITDA	242	1.126	15.454	1.383	462	95	672	261	1.491	2.874
Participação CPFL (%)	65,00%	99,94%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	157	1.125	9	1.291	225	24	343	139	731	2.023

Reconciliação

CPFL Energia - 3T19LTM	
Lucro Líquido	2.562
Amortização	1.633
Resultado Financeiro	834
Imposto de Renda/Contribuição Social	978
EBITDA	6.007
(-) Equivalência patrimonial	(351)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.383)
(+) EBITDA Proporcional	2.023
EBITDA Pro Forma	6.296
Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	2,68x

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