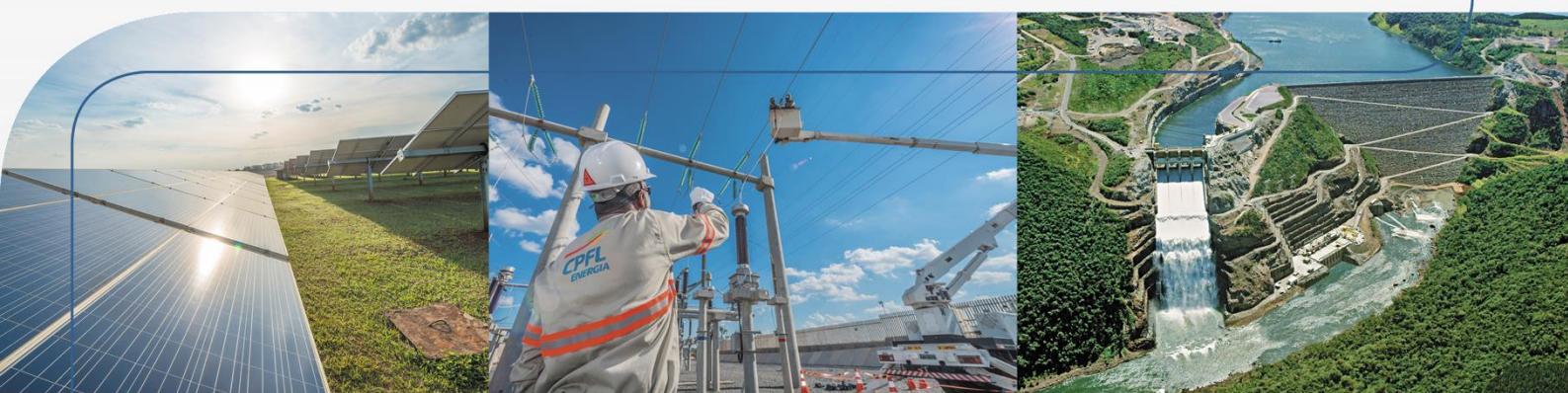




Resultados CPFL 3T19



- ✓ 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**

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 eficientização 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.

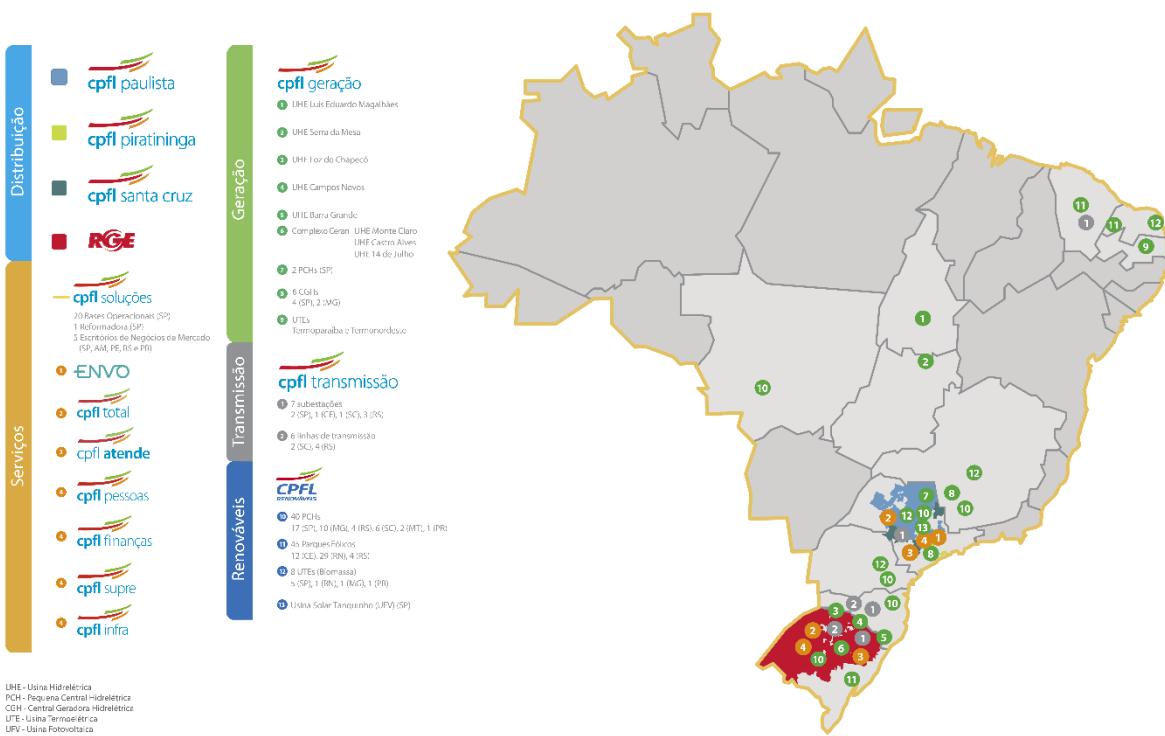
ÍNDICE

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

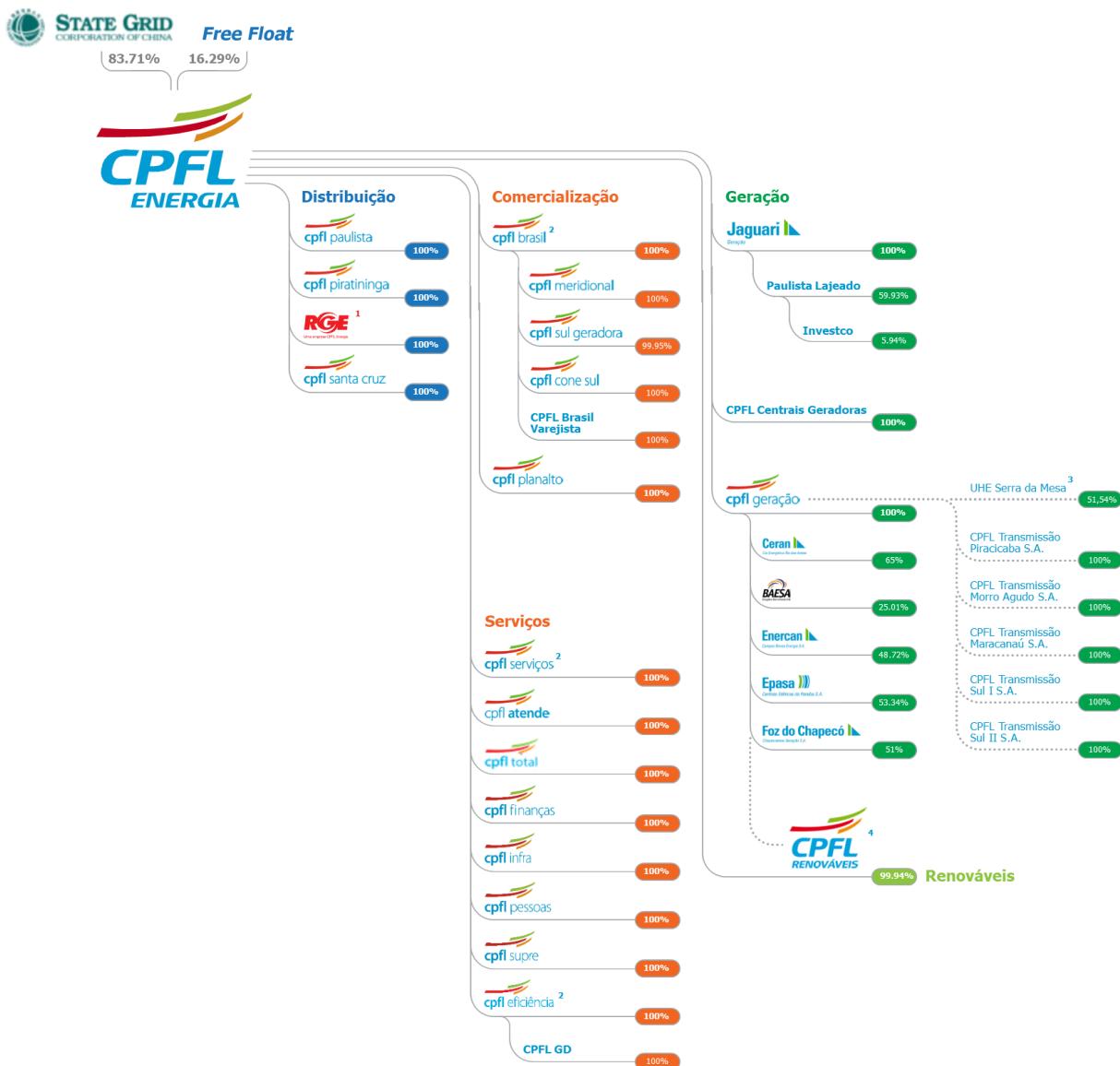
A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços, com presença em 11 Estados de todas as regiões do país.



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 dividendo, 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.

Distribuidora	Indicadores DEC							
	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

Distribuidora	Indicadores FEC							
	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:

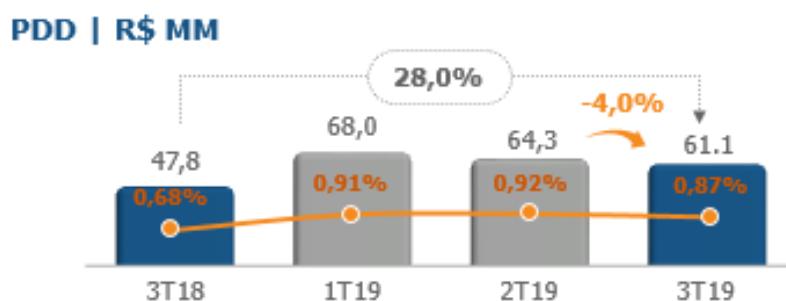
- 1) Limite da ANEEL;
- 2) Nas divulgações anteriores, reportamos um DEC de 6,97 e um FEC de 3,80 para a CPFL Piratininga em 2016. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas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

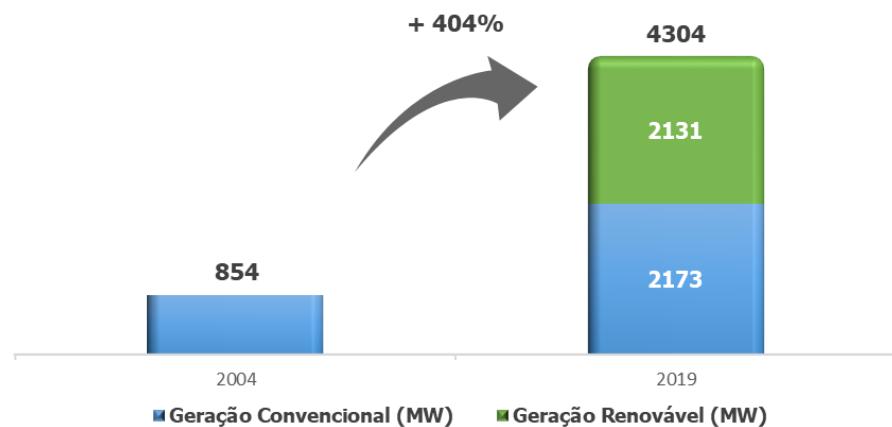
- ✓ Aumento de cortes de energia no 3T19 (589 mil cortes no 3T19 *versus* 536 mil no 2T19) e expectativa de manter o mesmo nível até o final do ano (medidor e disjuntor);
- ✓ Intensificação de outras ações de cobrança em 2019 (volume médio mensal)
 - 550 mil e-mails
 - 375 mil SMS
 - 485 mil Cobranças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

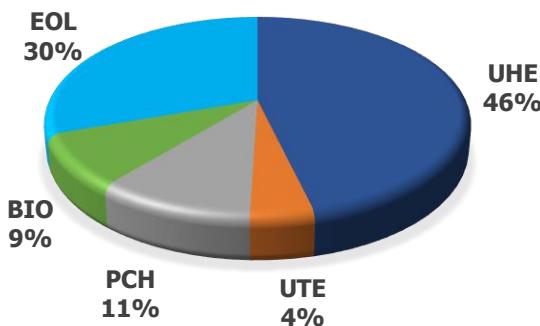
2.2) Geração convencional e renovável

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%.



2.4) Transmissão

Portfolio 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

Portfolio 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
Variação								
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:
 - 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:

- Redução de 15,9% (R\$ 78 milhões) nos **créditos de PIS/Cofins** (redutor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- 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** (redutor 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** (redutor 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** (redutor 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>	(61)	(45)	(16)	34,1%	(195)	(114)	(81)	71,3%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(55)	(69)	14	-19,9%	(126)	(113)	(14)	12,0%
<i>Outros</i>	(118)	(100)	(18)	17,9%	(292)	(237)	(55)	23,2%
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

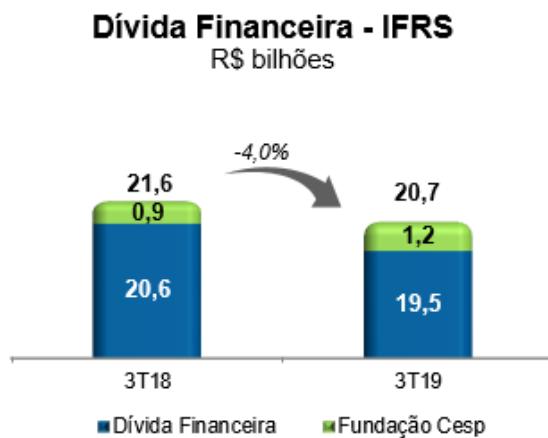
O **lucro líquido** foi de R\$ 748 milhões no 3T19, registrando um aumento de 19,4% (R\$ 122 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 626 milhões observado no 3T18. Além do bom desempenho do EBITDA, o aumento da receita financeira contribuiu para esse resultado.

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



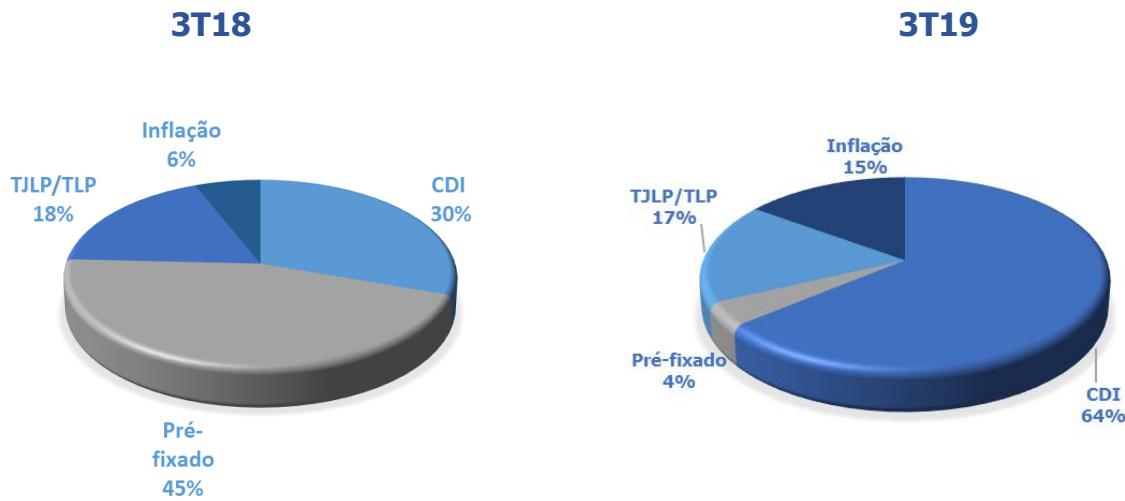
Custo Médio
(Final do Período - IFRS):

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

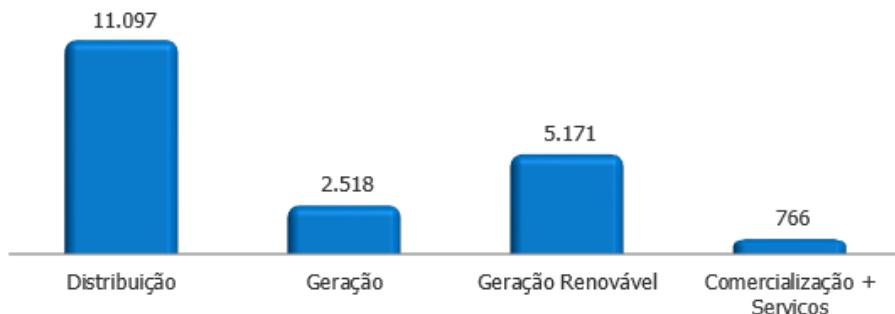


Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,66% do total no 3T19), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

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:

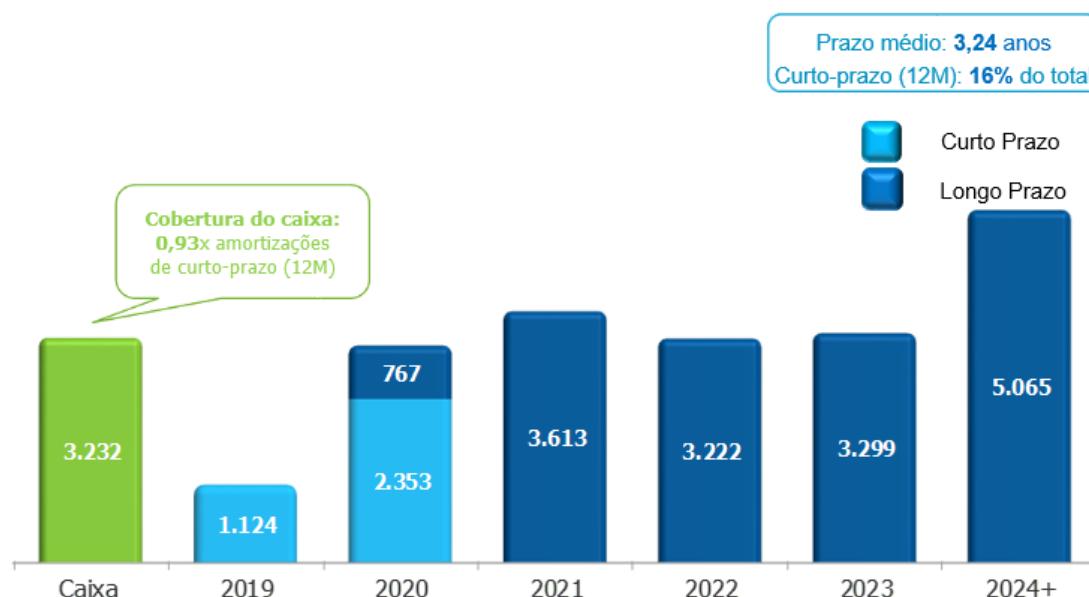
- 1) O segmento de Geração considera as empresas CPFL Geração, Ceran e CPFL Transmissão Piracicaba; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços e a CPFL Eficiência Energética.
- 2) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

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.

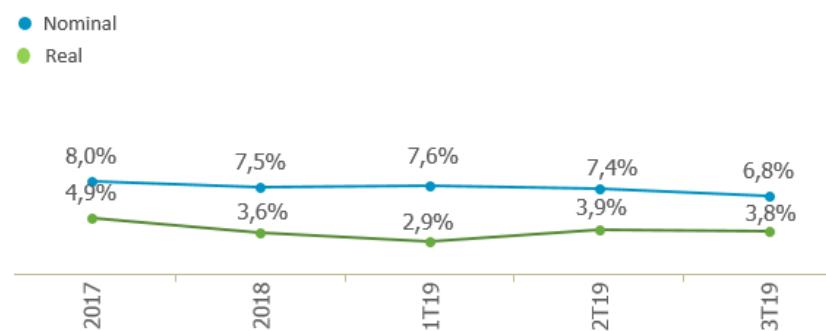
O cronograma de amortização da dívida da dívida financeira abaixo considera apenas o principal da dívida e derivativos.



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

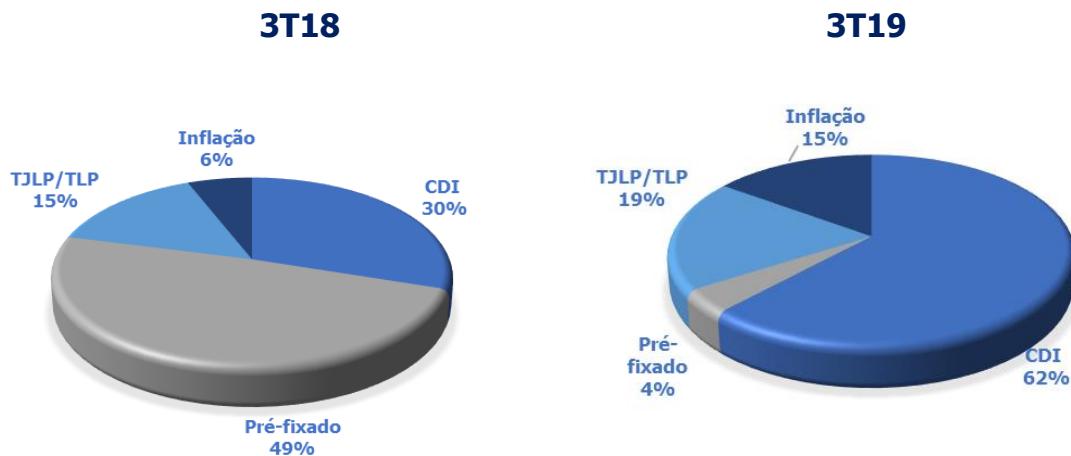
A tabela a seguir demonstra os ratings corporativos da CPFL Energia.

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 Hedge) ¹	(20.174)	(18.589)	8,5%
(+) Disponibilidades	3.325	3.086	7,8%
(=) Dívida Líquida	(16.849)	(15.503)	8,7%
EBITDA <i>Pro forma</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, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida 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, consequentemente, da alavancagem.

3.4) Investimentos

3.4.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	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.

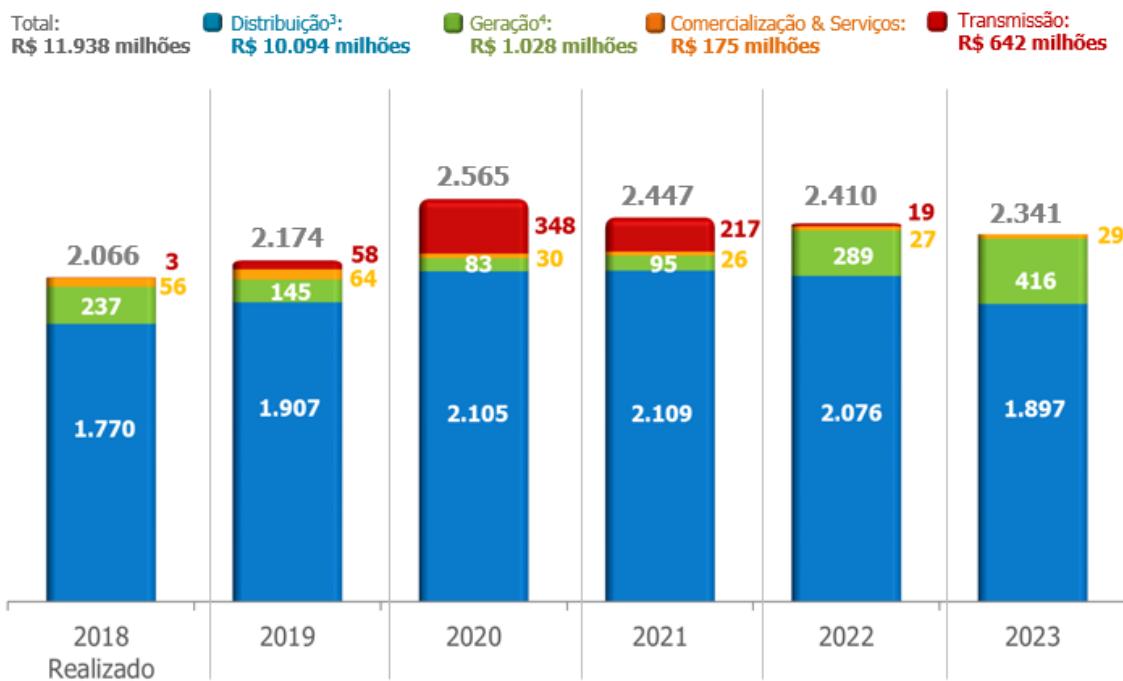
No 3T19, os investimentos foram de R\$ 616 milhões, um aumento de 17,4%, comparado aos R\$ 525 milhões registrados no 3T18. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição:

- 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 (entre outros itens financiados pelos consumidores);
- 4) Convencional + Renováveis.

4) MERCADO DE CAPITAIS

4.1) Desempenho das Ações

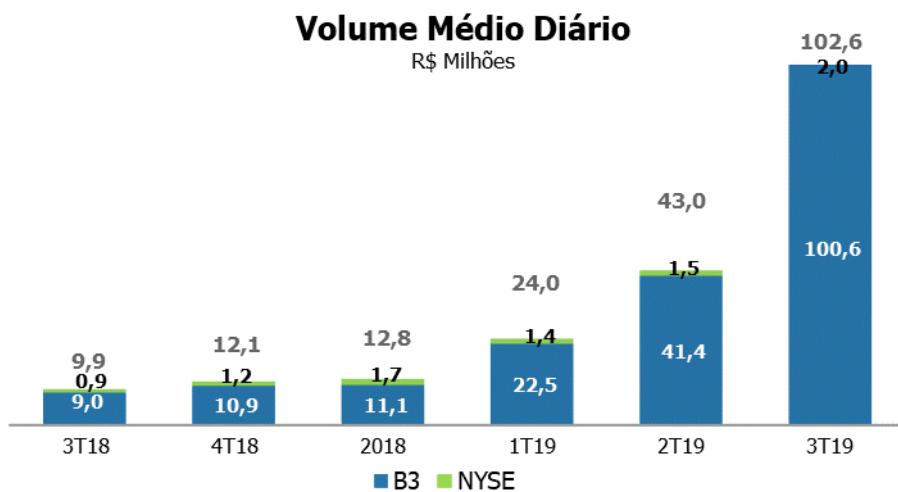
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

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

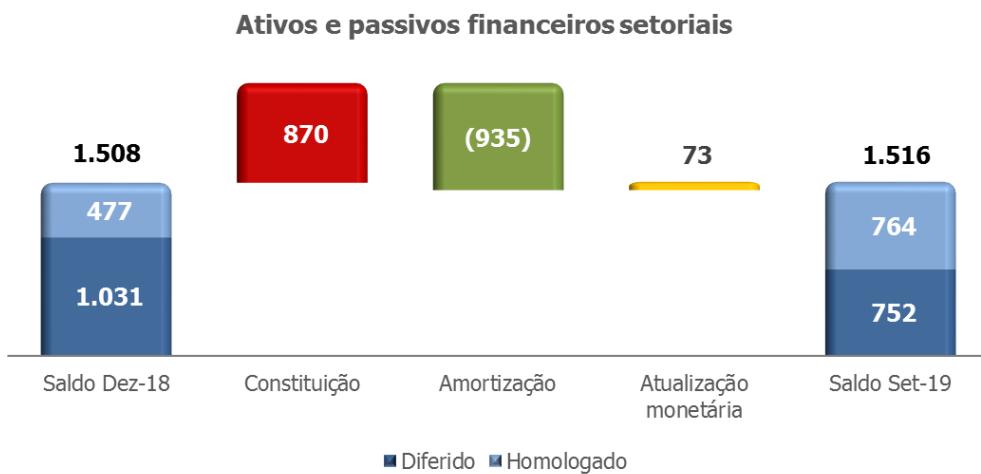
DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Bruta	9.870	10.317	-4,3%	28.693	27.698	3,6%
Receita Operacional Líquida	6.134	6.465	-5,1%	17.837	17.307	3,1%
Custo com Energia Elétrica	(4.009)	(4.594)	-12,7%	(11.552)	(11.918)	-3,1%
Custos e Despesas 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 Proinfa;
- 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** (redutor 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** (redutor 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 (redutor 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** (redutor 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>	(61)	(48)	(13)	28,0%	(194)	(116)	(78)	67,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(53)	(72)	18	-25,4%	(122)	(112)	(10)	8,8%
<i>Outros</i>	(91)	(72)	(20)	27,8%	(230)	(183)	(47)	25,6%
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	Abri 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	-5,40%
Parcela A	-8,32%
Parcela B	6,17%
Componentes Financeiros	-2,40%
Efeito para o consumidor	-7,80%
Data de entrada em vigor	10/23/2019

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 resarcimento 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	%			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 CHAPECO	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:

Baesas: 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
Lucro Líquido	232	198	17,1%	624	535
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 collar³ 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	Variação	9M19	9M18	Variação
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						
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA						
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)		(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%
<i>PDD</i>	(61.016)	(45.495)	34,1%	(194.866)	(113.737)	71,3%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	(55.180)	(68.852)	-19,9%	(126.155)	(112.603)	12,0%
<i>Outros</i>	(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)		(5.213.138)	(4.646.595)	12,2%
EBITDA¹	1.618.024	1.547.772		4.653.623	4.283.561	8,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.118.058	1.073.058		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)		(563.722)	(832.166)	-32,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivaléncia 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		257.339	240.982	6,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	1.067.610	880.966		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		1.891.770	1.495.804	26,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	676.956	553.728		1.861.036	1.453.225	28,1%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	70.783	72.495		30.734	42.579	-27,8%

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

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%
<i>PDD</i>	(61.105)	(47.746)	28,0%	(193.538)	(115.790)	67,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(53.444)	(71.633)	-25,4%	(121.873)	(112.017)	8,8%
<i>Outros</i>	(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						
RESULTADO DO FINANCIERO						
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%
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 Jaguari 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 Térmicas	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 Maracanã S.A. ("CPFL Maracanã")	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, Industria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra") (g)	Sociedade limitada	Serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas") (g)	Sociedade limitada	Serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças") (g)	Sociedade limitada	Serviços financeiros	Direta 100%
Nect Servicos Adm de Suprimentos e Logistica 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%

Resultados CPFL 3T19



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	Baespa	Chapacoense	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	
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	
Dívida Líquida (IFRS)	16.270
(-) Projetos 100%	
(+) Consolidação Proporcional	
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	Baespa	Chapacoense	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

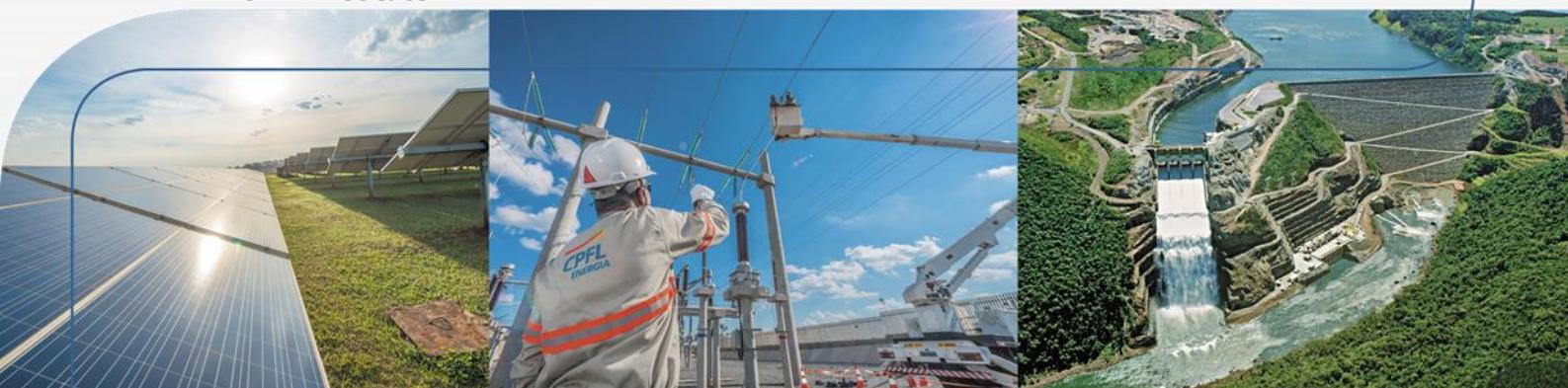
Nota: conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.



3Q19 CPFL Results



- ✓ EBITDA of R\$ 1,618 million, growth of 4.5%
- ✓ Net Income of R\$ 748 million, growth of 19.4%
- ✓ Net Debt of R\$ 16.8 billion and leverage of 2.68x Net Debt/EBITDA
- ✓ Investments of R\$ 616 million, growth of 17.4%
- ✓ Implementation of **CPFL Piratininga tariff revision** in Oct-19, with an adjustment of -7.80% for the consumers and an increase of 6.2% in Parcel B
- ✓ Conclusion of the transfer of CPFL Renováveis shares, with the corresponding payment of R\$ 4.1 billion (R\$16.85/share)
 - Generation installed capacity of **4,304 MW**, considering the 99.94% stake in CPFL Renováveis
- ✓ Recognition in **2019 Exame Sustainability Guide** as the most sustainable company in the utilities sector, highlighting **CPFL at Hospitals** program
 - Also highlighted in the thematic category **Relationship with the Community**, with the projects of **CPFL Institute**



Conference Call with Simultaneous Translation into English (Bilingual Q&A)



Wednesday, November 13, 2019 – 11:00 a.m. (Brasília), 09:00 a.m. (ET)

Portuguese: 55-11-3193-1080 or 55-11-2820-4080 (Brazil)

English: 1-800-492-3904 (USA) and 1-646-828-8246 (Other Countries)

Investor Relations Department

(+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**

Ações com Governança Corporativa Diferenciada **IGC**

Ações com Tag Along Diferenciado **ITAG**



MESSAGE FROM THE CEO

CPFL Energia even more renewable

The third quarter of 2019 was especially marked by the conclusion of the process to integrate the administrative activities of CPFL Renováveis with the organizational model of the CPFL Energia Group, further reinforcing the Management's commitment to growth and creating value for its shareholders by strengthening potential synergies between the companies. Also, with the conclusion of the acquisition, CPFL Energia now holds 99.94% of CPFL Renováveis.

In operational terms, energy sales during the quarter in our concession areas, as in the Brazilian market, did not show significant results, still affected by the industrial slowdown.

However, I wish to highlight the economic and financial performance, where we have once again achieved significant results. EBITDA reached R\$ 1,618 million and Net Income was R\$ 748 million in 3Q19, respectively 4.5% and 19.4% higher than in the same period in 2018. The distribution segment registered significant performance, with EBITDA of R\$ 846 million in 3Q19 (+17.8%), mainly reflecting the results of tariff adjustments at distributors: CPFL Piratininga (October 2018), CPFL Paulista (April 2019) and RGE (June 2019).

With the focus on optimizing the capital structure, consolidated leverage of CPFL Energia remains at adequate levels. The Company's net debt to EBITDA ratio stood at 2.68x at the end of the quarter, as measured by our financial covenants, already considering the 99.94% interest in CPFL Renováveis.

We invested R\$ 616 million in 3Q19 (+17.4%) and a total of R\$ 1,582 million in 9M19. Accordingly, we continue to focus on value-creation initiatives and on our investment plan (around R\$11.9 billion over the next five years, of which R\$ 2.2 billion in 2019), accompanied by financial discipline, and the engagement and commitment of our teams.

In order to adopt the best practices in the sector, we continue to implement cutting-edge automation technologies in our businesses and digitalize support activities in order to better manage our costs.

In the social and sustainability sphere, we highlight the recognition in 2019 Exame Sustainability Guide as the most sustainable company in the utilities

sector, highlighting CPFL at Hospitals program. This program comprises an investment of R\$ 150 million for an initiative that will help public institutions and charities to reduce their electricity bills through energy efficiency actions. During the next three years, up to 25 MWp in photovoltaic panels will be installed in charity hospitals, which will help reduce approximately 6,000 tons of CO₂ per year, equivalent to the planting of around 900 trees.

Finally, on behalf of CPFL management, I would like to praise the engagement and commitment of our over 12,000 employees and reiterate the commitment and trust that our shareholders, clients, partners, society and other stakeholders have in us. We remain optimistic about the advances in the electricity sector and confident about our business platform, which is increasingly prepared and well positioned to face the challenges and opportunities in Brazil.

Gustavo Estrella

CEO of CPFL Energia

KEY INDICATORS

Indicators (R\$ Million)	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Load in the Concession Area - GWh	16,420	16,462	-0.3%	51,030	50,611	0.8%
Sales within the Concession Area - GWh	15,963	16,249	-1.8%	50,320	50,187	0.3%
Captive Market	10,522	10,808	-2.6%	33,951	34,076	-0.4%
Free Client	5,441	5,441	0.0%	16,369	16,111	1.6%
Gross Operating Revenue	11,665	12,174	-4.2%	33,257	32,313	2.9%
Net Operating Revenue	7,746	8,130	-4.7%	21,910	21,450	2.1%
EBITDA ⁽¹⁾	1,618	1,548	4.5%	4,654	4,284	8.6%
Distribution	846	718	17.8%	2,699	2,278	18.5%
Conventional generation	338	336	0.5%	975	960	1.6%
Renewable generation	384	427	-10.0%	827	910	-9.1%
Commercialization, Services & Others	50	67	-24.8%	152	135	12.6%
Net Income	748	626	19.4%	1,892	1,496	26.5%
Net Debt ⁽²⁾	16,849	15,503	8.7%	16,849	15,503	8.7%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	2.68x	2.92x	-8.1%	2.68x	2.92x	-8.1%
Investments ⁽³⁾	616	525	17.4%	1,582	1,370	15.5%

Notes:

- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12. See the calculation in item 3.2 of this report;
- (2) In covenants criteria, which considers CPFL Energia stake in each project;
- (3) Does not include special obligations.

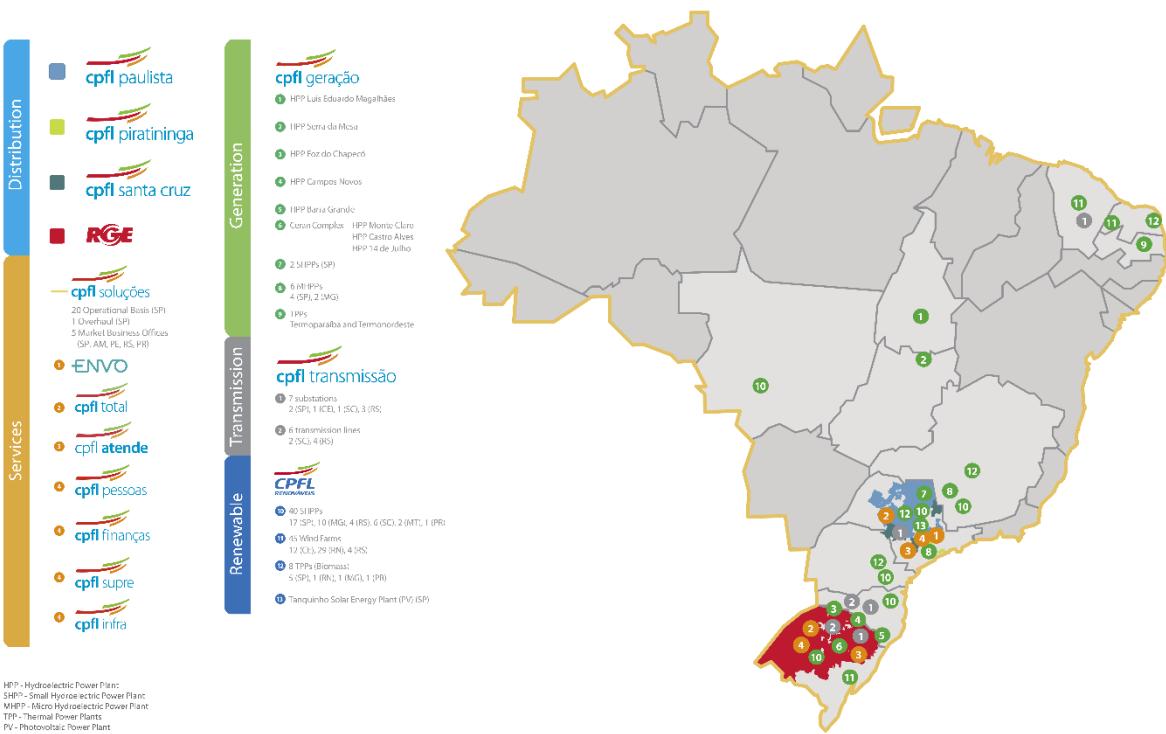
CONTENTS

1) COMPANY PROFILE AND CORPORATE STRUCTURE	4
2) OPERATIONAL PERFORMANCE	6
2.1) Distribution	6
2.1.1) Load net of losses in the concession area.....	6
2.1.2) Sales within the Distributors' Concession Area	6
2.1.3) Losses	8
2.1.4) SAIDI and SAIFI	9
2.1.5) Delinquency	9
2.2) Conventional and Renewable Generation	10
2.2.1) Installed Capacity	10
2.2.2) Operational and under construction Projects	11
2.3) Commercialization	12
2.4) Transmission.....	12
3) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE.....	13
3.1) Criteria of financial statements consolidation.....	13
3.2) Economic-Financial Performance	14
3.3) Indebtedness	21
3.3.1) Debt (IFRS).....	21
3.3.2) Debt in Financial Covenants Criteria	24
3.4) Investments.....	26
3.4.1) Actual Investments	26
3.4.2) Investments Forecasts	26
4) STOCK MARKETS	28
4.1) Stock Performance.....	28
4.2) Daily Average Volume	28
5) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS.....	29
5.1) Distribution Segment	29
5.1.1) Economic-Financial Perfomance	29
5.1.2) Tariff Events.....	36
5.2) Commercialization and Services Segments	38
5.3) Conventional Generation Segment	38
5.4) CPFL Renováveis	44
6) ATTACHMENTS.....	48
6.1) Balance Sheet - Assets – CPFL Energia	48
6.2) Balance Sheet - Liabilities – CPFL Energia	49
6.3) Income Statement – CPFL Energia	50
6.4) Cash Flow – CPFL Energia	51
6.5) Income Statement – Conventional Generation Segment	52
6.6) Income Statement – CPFL Renováveis.....	53
6.7) Income Statement – Distribution Segment	54
6.8) Economic-Financial performance by Distributor	55
6.9) Sales within the Concession Area by Distributor.....	56
6.10) Sales to the Captive Market by Distributor.....	57
6.11) Information on Interest in Companies.....	58
6.12) Reconciliation of Net Debt/EBITDA Pro Forma ratio of CPFL Energia for purposes of financial covenants calculation	61

1) COMPANY PROFILE AND CORPORATE STRUCTURE

Company Operation

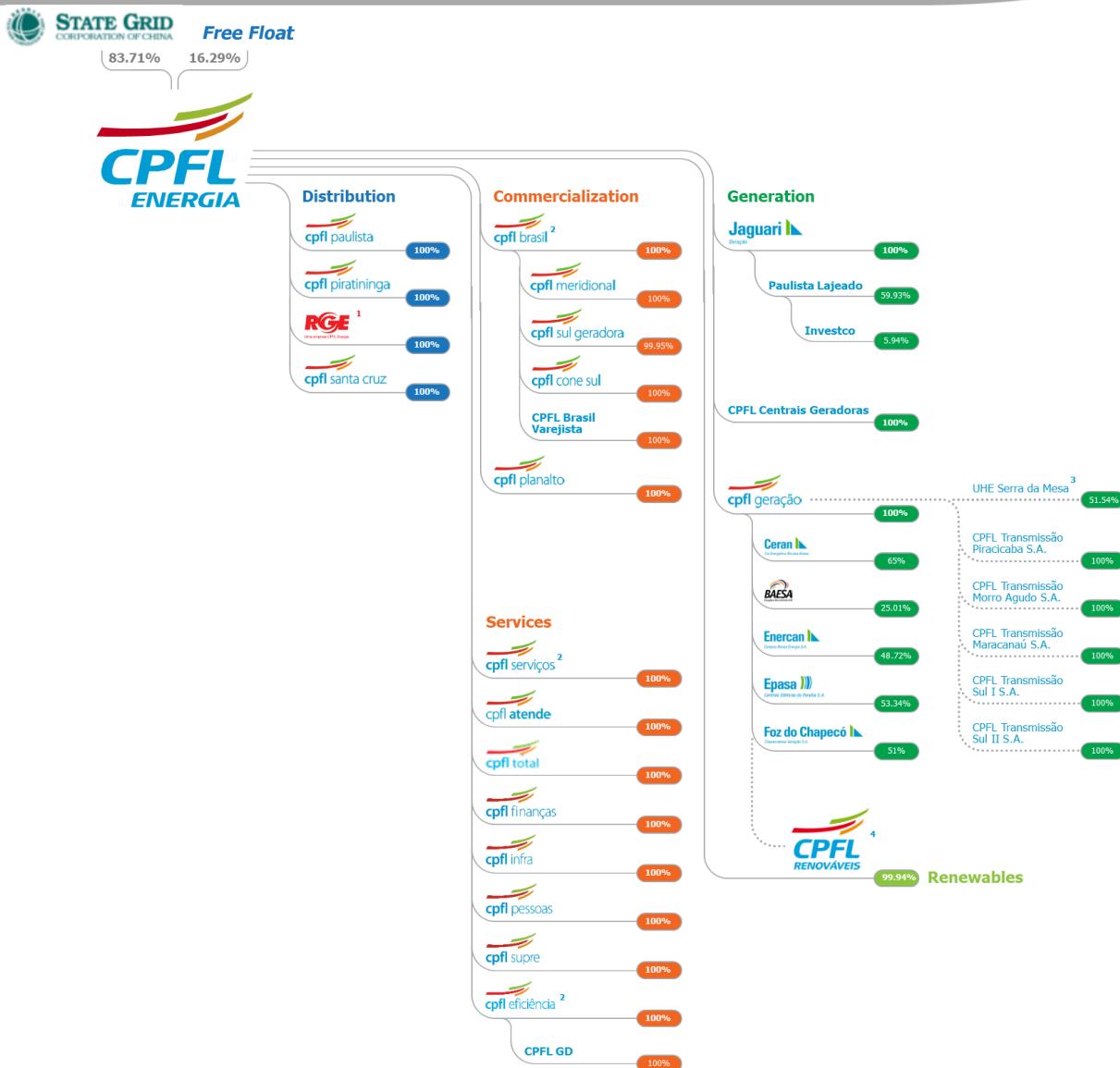
CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments, with presence in 11 states in all regions of the country.



CPFL is the second largest distributor in volume of energy sales, with 14% of the national market, serving approximately 9.7 million customers in 687 municipalities. With 4,304 MW of installed capacity, it is the third largest private generator in the country, being the leader in renewable generation, operating in hydroelectric, solar, wind and biomass sources. It also has investments in Transmission, with the acquisition of three new projects in 2018, and a national performance of CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services.

Shareholders Structure

CPFL Energia is a holding company that owns stake in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.:



Reference date: 09/30/2019

Notes:

(1) RGE is held by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%).

(2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;

(3) 51.54% stake of the availability of power and energy of Serra da Mesa HPP, regarding the Power Purchase Agreement between CPFL Geração and Furnas

(4) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (46.7609%) and CPFL Geração (53.1831%)

Corporate Governance

The corporate governance model adopted by CPFL Energia and its subsidiaries is based on the principles of transparency, equity, accountability and corporate responsibility.

CPFL's Management is composed of the Board of Directors, its decision-making authority, and the Board of Executive Officers, its executive body. CPFL also has five advisory committees, which support the Board in its decisions and monitor relevant and strategic themes, and a permanent Fiscal Council, composed of three members, that also exercises the duties of Audit Committee, in line with Sarbanes-Oxley Law (SOX), applicable to foreign companies listed on U.S. stock exchanges.

The guidelines and documents on corporate governance are available at the Investor Relations website <http://www.cpfl.com.br/ir>.

Dividend Policy

On May 21, 2019, CPFL Energia announced to its shareholders and to the market that its Board of Directors approved, at the meeting held on that date, the adoption of a dividend distribution policy, which determines that the Company should distribute annually, as dividends, at least 50% of the adjusted net income, in accordance with the Brazilian Corporate Law. Furthermore, the Dividend Policy sets out the factors that will influence the amount of the distributions, as well as other issues considered relevant by the Board of Directors and the shareholders. The Dividend Policy also highlights that certain obligations contained in the Company's financial contracts may limit the amount of dividends and/or interest on own capital that may be distributed.

The approved Dividend Policy is merely indicative, with the purpose of signaling to the market the treatment that the Company intends to give to the distribution of dividends to its shareholders, having, therefore, a programmatic character, not binding upon the Company or its governing bodies.

The Dividend Policy is available at the Investor Relations website <http://www.cpfl.com.br/ir>.

2) OPERATIONAL PERFORMANCE

2.1) Distribution

2.1.1) Load net of losses in the concession area

Load in the Concession Area - GWh						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Captive Market	10,708	10,801	-0.9%	33,956	33,866	0.3%
Free Client	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%

Note: If excluding the consumption of large consumers that migrate to the National Grid, the load within the concession area would have the following variations: +0.7% in the quarter and +1.6% accumulated.

2.1.2) Sales within the Distributors' Concession Area

Sales within the Concession Area - GWh						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Captive Market	10,522	10,808	-2.6%	33,951	34,076	-0.4%
Free Client	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%

In 3Q19, sales within the concession area, achieved by the distribution segment, totaled 15,963 GWh, a decrease of 1.8%. Sales to the captive market totaled 10,522 GWh in 3Q19, a decrease of 2.6%. The quantity of energy, in GWh, which corresponds to the consumption of free clients in the concession area of group's distributors, billed through the Tariff for the Usage of the Distribution System (TUSD), reached 5,441 GWh in 3Q19, staying on the same level of 2018.

In 9M19, sales within the concession area reached 50,320 GWh, an increase of 0.3%. Sales

to the captive market totaled 33,951 GWh, a decrease of 0.4% and the quantity of energy, which corresponds to the consumption of free clients totaled 16,369 GWh, an increase of 1.6%.

	Sales within the Concession Area - GWh							
	3Q19	3Q18	Var.	Part.	9M19	9M18	Var.	Part.
Residential	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%
Commercial	2,505	2,482	0.9%	15.7%	8,391	8,207	2.2%	16.7%
Others	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%

Note: The tables with sales within the concession area by distributor are attached to this report in item 6.9.

Concession area in 3Q19:

- **Residential and Commercial classes (29.0% and 15.7% of total sales, respectively):** increase of 0.1% and 0.9% respectively, impacted by fewer days on the billing calendar, the growth of Distributed Generation in the concession area and the macroeconomic scenario. Still, higher temperatures favored the consumption for these classes.
- **Industrial class (38.3% of total sales):** reduction of 4.0%, reflecting the weak economic activity and the migration of two large consumer located in the CPFL Piratininga concession area to the basic network. Excluding this effect, the variation of the Industrial class would be -2.7%.

Concession area in 9M19:

- **Residential and Commercial classes (29.9% and 16.7% of total sales, respectively):** increase of 2.7% and 2.2%, respectively, favored by the high temperature in the first months of the year, which favored the increase in consumption, especially in the state of São Paulo, partially offset by a higher temperature in the South region in the second quarter, which reduced the consumption for heating, the growth of Distributed Generation in the concession area and the macroeconomic scenario.
- **Industrial class (36.4% of total sales):** reduction of 1.9%, reflecting the weak economic performance and the migration of consumers to the basic network.

	Sales to the Captive Market - GWh					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	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%
Commercial	1,901	1,931	-1.5%	6,406	6,413	-0.1%
Others	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%

Note: The tables with captive market sales by distributor are attached to this report in item 6.10.

Free Client - GWh						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Industrial	4,726	4,811	-1.8%	14,078	14,063	0.1%
Commercial	604	551	9.5%	1,985	1,794	10.6%
Others	111	79	41.1%	307	254	20.9%
Total	5,441	5,441	0.0%	16,369	16,111	1.6%
Free Client by Distributor - GWh						
	3Q19	3Q18	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) Losses

The consolidated losses index of CPFL Energia was of 9.31% in the 12 months to September/19, compared to 9.01% in June/19, an increase of 0.30 pp. The increase in losses is associated with an unfavorable revenue schedule in the quarter, compared to September/18 and June/19.

12M Accumulated Losses ¹						
	Sept-18	Dec-18	Mar-19	Jun-19	Sept-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%

Notes:

- 1) The figures above were adequate to a better comparison with the regulatory losses trajectory defined by the Regulatory Agency (ANEEL). In CPFL Piratininga, RGE and RGE Sul, high-voltage customers were disregarded.

The CPFL group has intensified the actions against non-technical losses in recent years, where the main achievements of the semester were:

- (i) Conducting 432,000 inspections at consumer units;
- (ii) Cut out of 83,000 inactivated consumer units;
- (iii) Regularization of 1,100 clandestine consumers;
- (iv) Replacing obsolete / defective meters with new electronics;
- (v) Implementation of armored measuring boxes for 4 thousand customers in São Paulo;
- (vi) Recovery of 460 GWh of energy, of which 334 GWh related to revenue growth and 126 GWh of retroactive energy;
- (vii) Driving to the police station of 95 people, between arrests and indictment for power theft;
- (viii) Communication of CPFL Energia's actions to combat losses in physical and digital media, showing that energy theft is a crime and is subject to penalties.

2.1.4) SAIDI and SAIFI

Below we are presenting the results achieved by the distribution companies with regard to the main indicators that measure the quality and reliability of their supply of electric energy. The SAIDI (System Average Interruption Duration Index) measures the average duration, in hours, of interruption per consumer per year. The SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) measures the average number of interruptions per consumer per year.

SAIDI Indicators								
Distributor	SAIDI (hours)							
	2016	2017	2018	3Q18	1Q19	2Q19	3Q19	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

SAIFI Indicators								
Distributor	SAIFI (interruptions)							
	2016	2017	2018	3Q18	1Q19	2Q19	3Q19	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

Notes:

1) ANEEL limit;

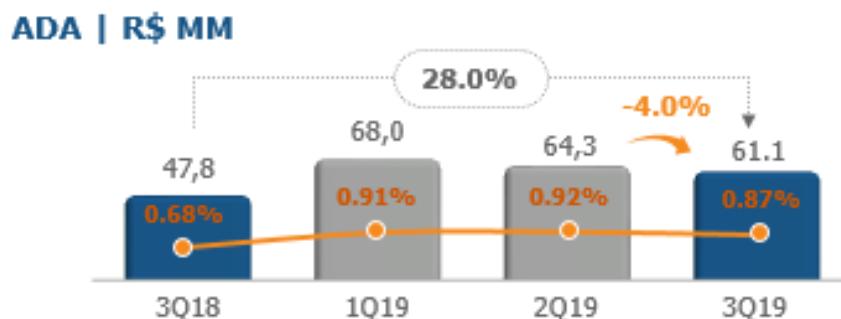
2) In previous disclosures, we reported a SAIDI of 6.97 and a SAIFI of 3.80 for CPFL Piratininga in 2016. This figure excluded the effect of a CTEEP transmission failure during a storm. However, an ANEEL decision determined that this effect be included in the SIDI and SAIFI statistics, thus correcting the values shown in the table.

This result carries the impact of the 1st quarter storms added to the atypical storms in the state of São Paulo in this quarter, which mainly affected CPFL Paulista (July, August and September), CPFL Piratininga (July and September) and CPFL Santa Cruz (August and September).

Comparing with the 3Q18 indices, it is worth mentioning the reduction in RGE SAIDI (-1.1%) and CPFL Santa Cruz SAIFI (-2.2%).

Since 2019, the RGE and RGE Sul concessions have been unified, becoming a single distributor for the purpose of calculating technical indicators.

2.1.5) Delinquency



ADA increased by R\$ 13 million (28.0%) in 3Q19 compared to 3Q18. However, compared to 2Q19, there was a reduction of 4.0%.

In 2019 several actions were implemented:

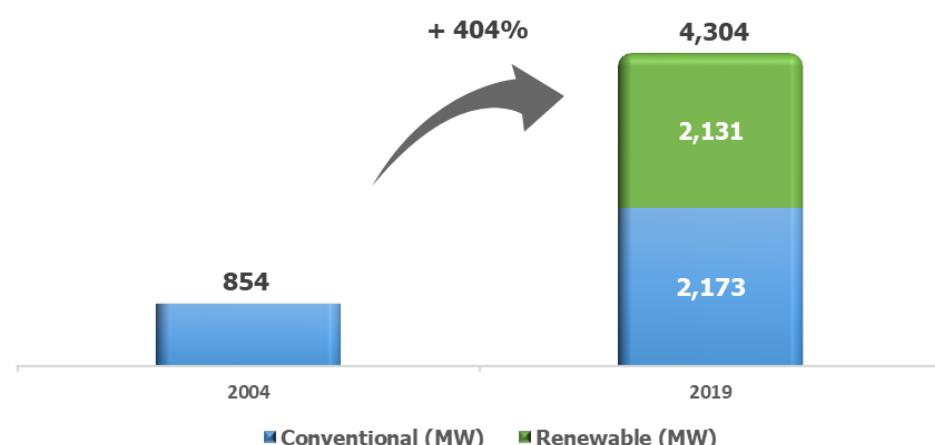
- ✓ Increase of power cuts in 3Q19 (589 thousand power cuts in 3Q19 *versus* 536 thousand in 2Q19) and expectation to maintain the same level until the end of the year (meter and circuit breaker);
- ✓ Intensification of other collection actions (monthly average volume):
 - 550 thousand emails
 - 375 thousand SMS
 - 485 thousand Telephone Charges
 - 610,000 Negativities
 - 530 thousand cuts
 - 70,000 Billing Letters
 - 54,000 Protests
- ✓ Intensified negotiations with customers with judicial and inactive debts (Group A);
- ✓ Implementation of new payment options (debit and credit card) for overdue accounts.

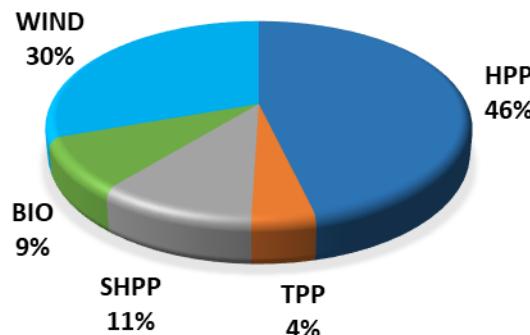
2.2) Conventional and Renewable Generation

2.2.1) Installed Capacity

In 2Q19, the Generation installed capacity of CPFL Energia group, considering the proportional stake in each project, is of 4,304 MW.

Since the IPO in 2004, CPFL Energia has been expanding its portfolio and today has a 404% higher capacity.





Note: Take into account CPFL Energia's 99.94% stake in CPFL Renováveis. Graphic does not consider 1 MW of Solar Generation of Tanquinho Plant

2.2.2) Operational and under construction Projects

CPFL Geração's project portfolio (considering CPFL Energia's participation in each project) totals 2,173 MW of installed capacity in operation. The plants in operation comprise 8 HPPs (1,966 MW), 2 TPPs (182 MW), e 9 SHPPs (24 MW).

CPFL Geração - Portfolio				
In MW	HPP	TPP	SHPP	Total
In Operation	1.966	182	24	2.173

CPFL Renováveis's project portfolio (100% Stake) totals 2,133 MW of installed capacity in operation and 110 MW of capacity under construction. The plants in operation comprise 40 SHPPs (453 MW), 45 wind farms (1,309 MW), 8 biomass thermoelectric plants (370 MW) e 1 solar plant (1 MW). Still in construction 1 SHPP (28 MW) and 4 wind farms (82 MW).

Additionally, CPFL Renováveis has wind, solar and SHPP projects under development totaling 2,903 MW.

The table below illustrates the overall portfolio of assets (100% stake) in operation, construction and development, and their installed capacity:

CPFL Renováveis - Portfolio (100% Stake)					
In MW	SHPP	Biomass	Wind	Solar	Total
Operating	453	370	1,309	1	2,133
Under construction	28	-	82	-	110
Under development	149	-	2,415	340	2,903
Total	630	370	3,805	341	5,146

SHPP Lucia Cherobim

SHPP Lucia Cherobim, a project located in the state of Paraná, is scheduled to start operating in 2024. Installed capacity is 28.0 MW and physical guarantee is 16.6 average MW. The energy was sold under a long-term contract at the 2018 new energy auction (A-6). (Price: R \$ 189.95 / MWh - June 2019).

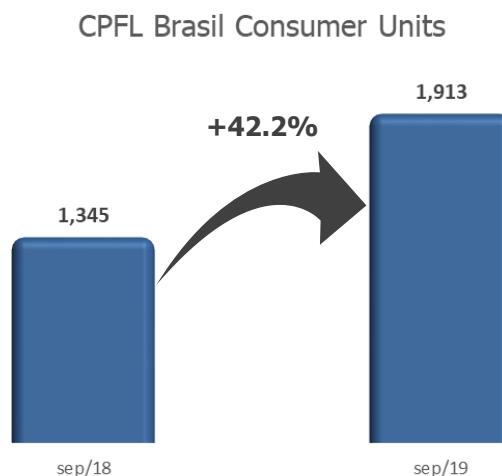
Gameleira Complex Wind Farms

The Gameleira Complex Wind Farms (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros and Gameleira), located in the state of Rio Grande do Norte, is scheduled to start operating in 2024. The installed capacity is 81.7 MW and the physical guarantee is 39.4 average MW. There was an increase in installed capacity from 61.3 MW to 81.7 MW, due to the optimization of the wind turbine power. Part of the energy (12.0 average MW) was sold under a long-term contract at the 2018 new energy auction (A-6). (Price: R \$ 89.89 / MWh - June 2019).

2.3) Commercialization

Number of Commercialization Consumer Units

In September 2019, CPFL Brasil's Consumer Units reached a total of 1,913, a 42.2% increase.



2.4) Transmission

Operational Portfolio						
Project	Location	RAP (R\$ MM)	Capex (R\$ MM)	Operation Start	Substation #	Network (Km)
Piracicaba	SP	8.9	100	apr/16	1	0
Morro Agudo	SP	10.8	100	jun/17	1	1

In Construction Portfolio						
Project	Location	RAP (R\$ MM)	Estimated Capex by Aneel (R\$ MM)	Operation Start	Substation #	Network (Km)
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

Notes: Base Date - Piracicaba (12/19/12) – Morro Agudo (06/01/14) – Maracanaú (06/28/18) – Sul I e II (12/20/18). RAP stands for Allowed Annual Revenue.

3) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

3.1) Criteria of financial statements consolidation

The interests directly or indirectly held by CPFL Energia in its subsidiaries and jointly-owned entities are described on attachment 6.11. Except for: (i) the jointly-owned entities ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó and EPASA, that, as from January 1, 2013 are no longer proportionally consolidated in the Company's financial statements, being their assets, liabilities and results accounted for using the equity method of accounting, and (ii) the investment in Investco S.A. recorded at cost by the subsidiary Paulista Lajeado, the other units are fully consolidated.

As of September 30, 2019 and 2019, the participation of non-controlling interests stated in the consolidated statements refers to the third-party interests in the subsidiaries CERAN, Paulista Lajeado and CPFL Renováveis.

Consolidation of CPFL Renováveis Financial Statements

On September 30, 2019, CPFL Energia indirectly held 99.94% of CPFL Renováveis, through its subsidiary CPFL Geração. CPFL Renováveis has been fully consolidated (100%, line by line), in CPFL Energia's financial statements since August 1, 2011, and the interest held by the non-controlling shareholders has been mentioned below the net income line (in the Financial Statements), as "Non-Controlling Shareholders' Interest", and in the Shareholders Equity (in the Balance Sheet) in the line with the same name.

Consolidation of RGE Sul Financial Statements

On September 30, 2019, CPFL Energia held the following stake in the capital stock of RGE Sul: 89.0107%, directly, and 10.9893%, indirectly, through CPFL Brasil. RGE Sul has been fully consolidated (100%, line by line), in CPFL Energia's financial statements since November 1st, 2016.

Economic-Financial Performance Presentation

In accordance with U.S. SEC (Securities and Exchange Commission) guidelines and pursuant to items 100(a) and (b) of Regulation G, with the disclosure of 4Q16/2016 results, in order to avoid the disclosure of non-GAAP measures, we no longer disclose the economic-financial performance considering the proportional consolidation of the generation projects and the adjustment of the numbers for non-recurring items, focusing the disclosure in the IFRS criterion. Only in chapter 3.3, of Indebtedness, we continue presenting the information in the financial covenants criterion, considering that the proper reconciliation with the numbers in the IFRS criterion are presented in item 6.12 of this report.

Consolidation of Transmission Companies

As of 4Q17, the subsidiaries CPFL Transmissão Piracicaba and CPFL Transmissão Morro Agudo are consolidated in the financial statements of the segment "Conventional Generation".

3.2) Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - CPFL ENERGIA (R\$ Million)						
	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	11,665	12,174	-4.2%	33,257	32,313	2.9%
Net Operating Revenue	7,746	8,130	-4.7%	21,910	21,450	2.1%
Revenue from building the infrastructure	562	463	21.4%	1,488	1,203	23.7%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	7,185	7,667	-6.3%	20,422	20,247	0.9%
Cost of Electric Power	(4,779)	(5,401)	-11.5%	(13,532)	(13,953)	-3.0%
Contribution Margin	2,405	2,266	6.1%	6,890	6,294	9.5%
PMSO	(841)	(783)	7.5%	(2,410)	(2,184)	10.3%
Other Operating Costs & Expenses	(1,008)	(873)	15.4%	(2,803)	(2,462)	13.8%
Equity Income	82	87	-5.7%	257	241	6.8%
EBITDA¹	1,618	1,548	4.5%	4,654	4,284	8.6%
Financial Income (Expense)	(132)	(279)	-52.6%	(564)	(832)	-32.3%
Income Before Taxes	1,068	881	21.2%	2,859	2,259	26.5%
Net Income	748	626	19.4%	1,892	1,496	26.5%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, according to CVM Instruction no. 527/12.

Breakdown of economic-financial performance by business segment

Income Statement by business segment - CPFL Energia (R\$ million)								
	Distribution	Conventional Generation	Renewable Generation	Commercialization	Services	Others	Eliminations	Total
3Q19								
Net operating revenue	6,134	324	599	969	147	2	(429)	7,746
Operating costs and expenses	(5,289)	(68)	(215)	(945)	(115)	(9)	429	(6,211)
Depreciation e amortization	(204)	(30)	(162)	(0)	(6)	(16)	-	(418)
Income from electric energy service	642	226	222	24	26	(22)	0	1,118
Equity accounting	-	82	-	-	-	-	-	82
EBITDA	846	338	384	25	32	(7)	(0)	1,618
Financial result	(43)	(43)	(93)	(8)	0	54	-	(132)
Income (loss) before taxes	599	265	130	17	26	32	(0)	1,068
Income tax and social contribution	(224)	(33)	(6)	(5)	(9)	(44)	-	(320)
Net income (loss)	375	232	124	12	17	(12)	(0)	748
3Q18								
Net operating revenue	6,465	307	622	981	140	0	(385)	8,130
Operating costs and expenses	(5,747)	(58)	(195)	(937)	(109)	(8)	385	(6,670)
Depreciation e amortization	(183)	(27)	(156)	(1)	(6)	(16)	-	(388)
Income from electric energy service	535	222	271	43	26	(24)	-	1,073
Equity accounting	-	87	-	-	-	-	-	87
EBITDA	718	336	427	43	32	(8)	-	1,548
Financial result	(98)	(62)	(126)	(1)	0	8	-	(279)
Income (loss) before taxes	438	247	145	42	26	(16)	-	881
Income tax and social contribution	(161)	(48)	(24)	(14)	(6)	(1)	-	(255)
Net income (loss)	277	198	121	27	20	(17)	-	626
Variation								
Net operating revenue	-5.1%	5.3%	-3.6%	-1.2%	4.5%	-	11.4%	-4.7%
Operating costs and expenses	-8.0%	16.4%	10.3%	0.8%	5.4%	7.6%	11.4%	-6.9%
Depreciation e amortization	11.8%	8.5%	3.9%	-20.0%	8.3%	0.0%	-	7.8%
Income from electric energy service	19.8%	2.0%	-17.9%	-43.3%	0.0%	-6.8%	-	4.2%
Equity accounting	-	-5.7%	-	-	-	-	-	-5.7%
EBITDA	17.8%	0.5%	-10.0%	-43.0%	1.5%	-19.7%	-	4.5%
Financial result	-56.1%	-30.0%	-26.8%	559.5%	-	542.3%	-	-52.6%
Income (loss) before taxes	36.8%	7.3%	-10.2%	-60.2%	0.5%	-304.5%	-	21.2%
Income tax and social contribution	39.2%	-32.7%	-74.8%	-65.8%	40.7%	-	-	25.6%
Net income (loss)	35.4%	17.1%	2.3%	-57.3%	-12.7%	-29.3%	-	19.4%

	Income Statement by business segment - CPFL Energia (R\$ million)							
	Distribution	Conventional Generation	Renewable Generation	Commercialization	Services	Others	Eliminations	Total
9M19								
Net operating revenue	17,837	891	1,345	2,542	451	2	(1,157)	21,910
Operating costs and expenses	(15,138)	(173)	(517)	(2,465)	(344)	(34)	1,157	(17,514)
Depreciation e amortization	(590)	(89)	(484)	(1)	(18)	(47)	-	(1,231)
Income from electric energy service	2,108	629	343	76	88	(79)	(0)	3,165
Equity accounting	-	257	-	-	-	-	-	257
EBITDA	2,699	975	827	77	107	(32)	0	4,654
Financial result	(174)	(126)	(316)	(17)	1	68	-	(564)
Income (loss) before taxes	1,934	760	28	59	89	(11)	0	2,859
Income tax and social contribution	(707)	(135)	(35)	(19)	(26)	(44)	-	(967)
Net income (loss)	1,227	624	(8)	40	63	(55)	0	1,892
9M18								
Net operating revenue	17,307	859	1,420	2,534	380	0	(1,050)	21,450
Operating costs and expenses	(15,029)	(141)	(510)	(2,452)	(301)	(26)	1,050	(17,408)
Depreciation e amortization	(570)	(88)	(468)	(2)	(17)	(47)	-	(1,192)
Income from electric energy service	1,708	631	442	80	62	(73)	-	2,850
Equity accounting	-	241	-	-	-	-	-	241
EBITDA	2,278	960	910	82	79	(26)	-	4,284
Financial result	(249)	(205)	(375)	(13)	(1)	10	-	(832)
Income (loss) before taxes	1,459	667	68	67	62	(63)	-	2,259
Income tax and social contribution	(537)	(132)	(56)	(24)	(15)	1	-	(764)
Net income (loss)	921	535	12	43	46	(62)	-	1,496
Variation								
Net operating revenue	3.1%	3.6%	-5.3%	0.3%	18.7%	-	10.2%	2.1%
Operating costs and expenses	0.7%	22.9%	1.5%	0.5%	14.4%	29.7%	10.2%	0.6%
Depreciation e amortization	3.5%	1.8%	3.4%	-17.9%	8.5%	0.0%	-	3.3%
Income from electric energy service	23.5%	-0.4%	-22.4%	-5.8%	41.9%	7.7%	-	11.0%
Equity accounting	-	6.8%	-	-	-	-	-	6.8%
EBITDA	18.5%	1.6%	-9.1%	-6.0%	34.8%	21.6%	-	8.6%
Financial result	-30.1%	-38.3%	-15.8%	25.9%	-	546.8%	-	-32.3%
Income (loss) before taxes	32.6%	13.9%	-59.1%	-12.0%	-	-82.6%	-	26.5%
Income tax and social contribution	31.6%	2.6%	-36.6%	-19.5%	69.7%	-	-	26.7%
Net income (loss)	33.2%	16.6%	-163.7%	-7.8%	36.7%	-11.4%	-	26.5%

Note: an analysis of the economic-financial performance by business segment is presented in chapter 6.

Operating Revenue

In 3Q19, gross operating revenue reached R\$ 11,665 million, representing a decrease of 4.2% (R\$ 509 million). Deductions from the gross operating revenue was of R\$ 3,918 million in 3Q19, representing a decrease of 3.1% (R\$ 126 million). Net operating revenue reached R\$ 7,746 million in 3Q19, registering a decrease of 4.7% (R\$ 384 million).

The main factors that affected the net operating revenue were:

- Decrease of revenues in the Distribution segment, in the amount of R\$ 331 million (for more details, see item 5.1.1);
- Decrease of revenues in the Renewable Generation segment, in the amount of R\$ 23 million;
- Decrease of revenues in the Commercialization segment, in the amount of R\$ 12 million;
- Variation of R\$ 44 million in the eliminations, due to the sales among the group's segments;

Partially offset by:

- Increase of revenues in the Conventional Generation segment, in the amount of R\$ 16 million;
- Increase of revenues in the Services segment, in the amount of R\$ 6 million.

In 9M19, gross operating revenue reached R\$ 33,257 million, representing an increase of 2.9% (R\$ 944 million). Deductions from the gross operating revenue was of R\$ 11,346 million in 9M19, representing an increase of 4.5% (R\$ 484 million). Net operating revenue reached R\$ 21,910 million in 9M19, registering an increase of 2.1% (R\$ 460 million).

The main factors that affected the net operating revenue were:

- Increase of revenues in the Distribution segment, in the amount of R\$ 530 million (for more details, see item 5.1.1);
- Increase of revenues in the Services segment, in the amount of R\$ 71 million;
- Increase of revenues in the Conventional Generation segment, in the amount of R\$ 31 million;
- Increase of revenues in the Commercialization segment, in the amount of R\$ 8 million;

Partially offset by:

- Variation of R\$ 107 million in the eliminations, due to the sales among the group's segments;
- Decrease of revenues in the Renewable Generation segment, in the amount of R\$ 76 million.

Cost of Electric Energy

	Cost of Electric Energy (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Cost of Electric Power Purchased for Resale						
Energy from Itaipu Binacional	752	751	0.1%	2,102	2,025	3.8%
PROINFA	99	82	20.9%	303	250	21.1%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	3,711	4,660	-20.4%	10,387	11,077	-6.2%
PIS and COFINS Tax Credit	(412)	(490)	-15.9%	(1,083)	(1,186)	-8.7%
Total	4,150	5,003	-17.0%	11,709	12,167	-3.8%
Charges for the Use of the Transmission and Distribution System						
Basic Network Charges	544	487	11.6%	1,530	1,630	-6.1%
Itaipu Transmission Charges	74	71	4.7%	211	198	6.2%
Connection Charges	40	46	-11.9%	134	116	15.0%
Charges for the Use of the Distribution System	11	13	-13.2%	36	35	3.9%
ESS / EER	22	(179)	-	94	(4)	-
PIS and COFINS Tax Credit	(63)	(40)	58.1%	(182)	(189)	-3.9%
Total	629	399	57.8%	1,822	1,786	2.0%
Cost of Electric Energy	4,779	5,401	-11.5%	13,532	13,953	-3.0%

In 3Q19, the cost of electric energy, comprising the purchase of electricity for resale and charges for the use of the distribution and transmission system, amounted to R\$ 4,779 million, registering a reduction of 11.5% (R\$ 622 million).

The factors that explain these variations follow below:

- The cost of electric power purchased for resale reached R\$ 4,150 million in 3Q19, a reduction of 17.0% (R\$ 853 million), due to the following factors:
 - Reduction of 20.4% (R\$ 949 million) in the **cost of energy purchased through auction in the regulated environment, bilateral contracts and energy purchased in the spot market**, due to the reduction of 28.9% in the average purchase price (R\$ 221.62/MWh in 3Q19 vs. R\$ 311.58/MWh in 3Q18), partially offset by the increase of 12.0% (1,790 GWh) in the volume of purchased energy;

Partially offset by:

- Reduction of 15.9% (R\$ 78 million) in **PIS/Cofins tax credits** (cost reducer), generated from the energy purchase;
- Increase of 20.9% (R\$ 17 million) in the amount of **Proinfa cost**, due to the

- increases of 19.8% in the average purchase price (R\$ 348.39/MWh in 3Q19 vs. R\$ 290.78/MWh in 3Q18) and of 0.9% (2 GWh) in the volume of purchased energy;
- (iv) Increase of 0.1% (R\$ 1 million) in the **cost of energy from Itaipu**, due to the increase of 1.2% in the average purchase price (R\$ 270.76/MWh in 3Q19 vs. R\$ 267,46/MWh in 3Q18), partially offset by the decrease of 1.1% (30 GWh) in the volume of purchased energy.
 - Charges for the use of the transmission and distribution system reached R\$ 629 million in 3Q19, an increase of 57.8% (R\$ 231 million), due to the following factors:
 - (i) Variation of R\$ 201 million in **sector charges** (System Service Usage Charges – ESS / Reserve Energy Charges – EER), due to CONER resources that drastically reduced this expense in 3Q18;
 - (ii) Increase of 8.5% (R\$ 53 million) in the **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transmission, connection and usage of the distribution system);
- Partially offset by:
- (iii) Increase of 58.1% (R\$ 23 million) in **PIS/Cofins tax credits** (cost reducer), generated from the charges.

In 9M19, the cost of electric energy, comprising the purchase of electricity for resale and charges for the use of the distribution and transmission system, amounted to R\$ 13,532 million, registering a decrease of 3.0% (R\$ 421 million).

The factors that explain these variations follow below:

- The cost of electric power purchased for resale reached R\$ 11,709 million in 9M19, a decrease of 5.5% (R\$ 395 million), due to the following factors:
 - (i) Decrease of 6.2% (R\$ 690 million) in the **cost of energy purchased through auction in the regulated environment, bilateral contracts and energy purchased in the spot market**, due to the decrease of 13.4% in the average purchase price (R\$ 210.57/MWh in 9M19 vs. R\$ 243.23/MWh in 9M18), partially offset by the increase of 8.3% (3,785 GWh) in the volume of purchased energy;
 - (ii) Reduction of 8.7% (R\$ 103 million) in **PIS/Cofins tax credits** (cost reducer), generated from the energy purchase;
 - (iii) Increase of 3.8% (R\$ 76 million) in the **cost of energy from Itaipu**, due to the increase of 4.6% in the average purchase price (R\$ 225.03/MWh in 9M19 vs. R\$ 243.71/MWh in 9M18), partially offset by the reduction of 0.8% (69 GWh) in the volume of purchased energy;
 - (iv) Increase of 21.1% (R\$ 53 million) in the amount of **Proinfa cost**, due to the increase of 21.0% in the average purchase price (R\$ 375.31/MWh in 9M19 vs. R\$ 310.16/MWh in 9M18) and the increase of 0.1% (1 GWh) in the volume of purchased energy.
- Charges for the use of the transmission and distribution system reached R\$ 1,822 million in 9M19, an increase of 2.0% (R\$ 36 million), due to the following factors:
 - (i) Variation of R\$ 97 million in **sector charges** (ESS/EER);
 - (ii) Reduction of 3.9% (R\$ 7 million) in **PIS/Cofins tax credits** (cost reducer),

generated from the charges.

Partially offset by:

- (i) Reduction of 3.5% (R\$ 69 million) in the **connection and transmission charges** (basic network, Itaipu transmission, connection and usage of the distribution system).

Contribution margin

In 3Q19, **contribution margin** reached R\$ 2,405 million, compared to R\$ 2,266 in 3Q18, an increase of 6.1% (R\$ 139 million). In 9M19, **contribution margin** reached R\$ 6,890 million, compared to R\$ 6,294 million in 9M18, an increase of 9.5% (R\$ 596 million). Quarter and year-to-date results mainly reflect the good performance of the Distribution segment.

Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses reached R\$ 1,849 million in 3Q19, compared to R\$ 1,656 million in 3Q18, an increase of 11.7% (R\$ 193 million). In 9M19, operating costs and expenses reached R\$ 5,213 million, compared to R\$ 5,213 million in 9M18, compared to R\$ 4,647 million in 9M18, an increase of 12.2% (R\$ 567 million).

The factors that explain these variations follow below:

PMSO

	Reported PMSO (R\$ million)							
	3Q19	3Q18	Variation		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Personnel	(364)	(344)	(20)	5.7%	(1,077)	(1,034)	(43)	4.2%
Material	(71)	(62)	(9)	14.4%	(204)	(188)	(16)	8.5%
Outsourced Services	(172)	(162)	(10)	6.2%	(515)	(499)	(17)	3.4%
Other Operating Costs/Expenses	(235)	(215)	(20)	9.2%	(613)	(463)	(150)	32.3%
<i>Allowance for doubtful accounts</i>	(61)	(45)	(16)	34.1%	(195)	(114)	(81)	71.3%
<i>Legal and judicial expenses</i>	(55)	(69)	14	-19.9%	(126)	(113)	(14)	12.0%
<i>Others</i>	(118)	(100)	(18)	17.9%	(292)	(237)	(55)	23.2%
Total Reported PMSO	(841)	(783)	(58)	7.5%	(2,410)	(2,184)	(226)	10.3%

The PMSO item reached R\$ 841 million in 3Q19, compared to R\$ 783 million in 3Q18, an increase of 7.5% (R\$ 58 million), due to the following factors:

- (i) **Personnel** - increase of 5.7% (R\$ 20 million), mainly due to the collective bargaining agreement and the expenses with CPFL Renováveis integration process;
- (ii) **Material** - increase of 14.4% (R\$ 9 million), due to the increases in grid and fleet maintenance;
- (iii) **Outsourced services** - increase of 6.2% (R\$ 10 million), mainly due to machinery and equipment maintenance;
- (iv) **Other operational costs/expenses** - increase of 9.2% (R\$ 20 million), mainly due to:

- ✓ Increase of 54.9% (R\$ 17 million) in assets write-off, mainly in CPFL Renováveis and the distribution companies;
 - ✓ Increase of 34.1% (R\$ 16 million) in allowance for doubtful account;
- Partially offset by:
- ✓ Decrease of 19.9% (R\$ 14 million) in legal and judicial expenses.

In 9M19, the PMSO item reached R\$ 2,410 million, compared to R\$ 2,184 million in 9M18, an increase of 10.3% (R\$ 226 million), due to the following factors:

- (i) **Personnel** - increase of 4.2% (R\$ 43 million), mainly due to the collective bargaining agreement and the expenses with CPFL Renováveis integration process;
- (ii) **Material** - increase of 8.5% (R\$ 16 million), mainly due to the increase in fleet maintenance and uniform and equipment;
- (iii) **Outsourced services** - increase of 3.4% (R\$ 17 million), mainly due to the increase in machinery and equipment maintenance;
- (iv) **Other operational costs/expenses** - increase of 32.3% (R\$ 150 million), mainly due to:
 - ✓ Increase of 71.3% (R\$ 81 million) in allowance for doubtful account;
 - ✓ Increase of 36.2% (R\$ 27 million) in assets write-off;
 - ✓ Increase of 12.0% (R\$ 14 million) in legal and judicial expenses;
 - ✓ Increase of 18.9% (R\$ 12 million) in collection fee;
 - ✓ Other effects (R\$ 16 million).

Other operating costs and expenses

Other operating costs and expenses reached R\$ 1,008 million in 3Q19, compared to R\$ 873 million in 3Q18, registering an increase of 15.4% (R\$ 135 million), due to the following factors:

- Increase of 21.2% (R\$ 98 million) in **Costs of Building the Infrastructure** item;
- Increase of 29.1% (R\$ 7 million) in **Private Pension Fund** item, due to the registration of the impacts of the 2019 actuarial report;
- Increase of 7.8% (R\$ 30 million) in **Depreciation and Amortization** item.

In 9M19, other operating costs and expenses reached R\$ 2,803 million, compared to R\$ 2,462 million in 9M18, registering an increase of 13.8% (R\$ 341 million), due to the following factors:

- Increase of 23.6% (R\$ 284 million) in **Costs of Building the Infrastructure** item;
- Increase of 26.5% (R\$ 18 million) in **Private Pension Fund** item, due to the registration of the impacts of the 2019 actuarial report;
- Increase of 3.3% (R\$ 39 million) in **Depreciation and Amortization** item.

EBITDA

In 3Q19, **EBITDA** reached R\$ 1,618 million, compared to R\$ 1,548 million in 3Q18, registering

an increase of 4.5% (R\$ 70 million), mainly reflecting the good performance of the Distribution segment, partially offset by lower EBITDA in the Conventional and Renewable Generation segments.

In 9M19, **EBITDA** reached R\$ 4,654 million, compared to R\$ 4,284 million in 9M18, registering an increase of 8.6% (R\$ 370 million), mainly reflecting the performance of the Distribution segment.

EBITDA is calculated according to CVM Instruction no. 527/12 and showed in the table below:

EBITDA and Net Income conciliation (R\$ million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Net Income	748	626	19.4%	1,892	1,496	26.5%
Depreciation and Amortization	418	388		1,231	1,192	
Financial Result	132	279		564	832	
Income Tax / Social Contribution	320	255		967	764	
EBITDA	1,618	1,548	4.5%	4,653	4,283	8.6%

Financial Result

Financial Result (R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Revenues	280	213	31.8%	718	579	24.1%
Expenses	(412)	(492)	-16.1%	(1,282)	(1,411)	-9.2%
Financial Result	(132)	(279)	-52.6%	(564)	(832)	-32.3%

In 3Q19, **net financial expense** was of R\$ 132 million, a reduction of 52.6% (R\$ 147 million) compared to the net financial expense of R\$ 279 million reported in 3Q18. The items explaining this variation are as follows:

- (i) Reduction of 32.9% (R\$ 109 million) in the **expenses with the net debt** (debt charges net of income from financial investments), reflecting the maintenance of a higher cash balance throughout the process of completing the transfer of CPFL Renováveis shares from State Grid to CPFL Energia (R\$ 56 million), as well as a reduction in indebtedness (for more details, see item 4.3.1 – Debt IFRS) and interest (CDI interest rate);
- (ii) Reduction of 89.8% (R\$ 32 million) in the **mark-to-market** (non-cash effect);
- (iii) Reduction of 43.6% (R\$ 14 million) in the **other financial revenues and expenses**;
- Partially offset by:
- (iv) Reduction of 8.6% (R\$ 8 million) in **additions and late payment fines**.

In 9M19, **net financial expense** was of R\$ 564 million, a reduction of 32.3% (R\$ 268 million) compared to the net financial expense of R\$ 832 million reported in 9M18. The items explaining this variation are as follows:

- (i) Reduction of 16.4% (R\$ 165 million) in the **expenses with the net debt** (debt charges net of income from financial investments), due to a higher cash balance in 3Q19 and the reduction in the indebtedness;
- (ii) Reduction of 99,3% (R\$ 44 million) in the **mark-to-market** (non-cash effect);
- (iii) Increase of 62.9% (R\$ 28 million) in **sectoral financial assets and liabilities updates**;
- (iv) Decrease of 18.1% (R\$ 16 million) in the **other financial revenues and expenses**;
- (v) Increase of 5.7% (R\$ 15 million) in **additions and late payment fines**.

Net Income

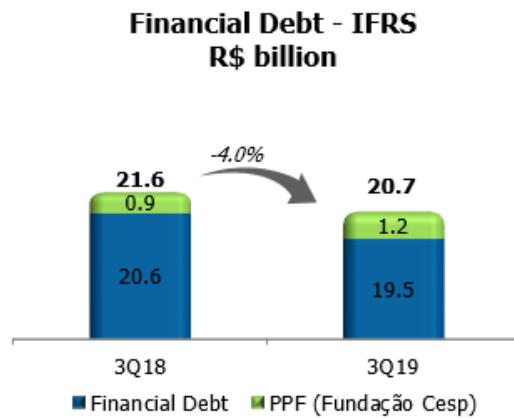
Net income was of R\$ 748 million in 3Q19, registering an increase of 19.4% (R\$ 122 million) if compared to the net income of R\$ 626 million observed in 3Q18. In addition to a good EBITDA performance, the increase in financial income contributed to this result.

In 9M19, **net income** was of R\$ 1,892 million, registering an increase of 26.5% (R\$ 396 million) if compared to the net income of R\$ 1.496 million observed in 9M18.

3.3) Indebtedness

3.3.1) Debt (IFRS)

On September 30, 2019, the financial debt of the CPFL Group was R\$ 20.7 billion, a variation of -4% compared to the last quarter, the total financial debt was of R\$ 19.5 billion.



Note: includes the mark-to-market (MTM) effect and borrowing costs.

Debt Profile – R\$ billion IFRS



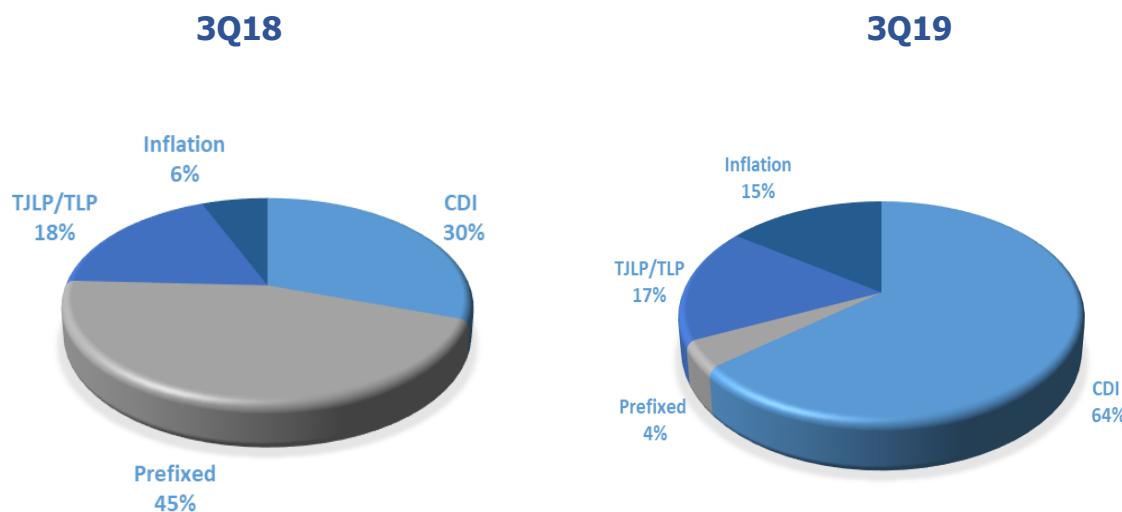
Average Cost
(End of the Period - IFRS):

3Q19 – 6.75%

3Q18 – 7.56%

The CPFL Group constantly seek to mitigate any possibility of markets fluctuations risks and, because of these, a share of its debts portfolio, around R\$ 4.8 billion, have hedge operations. Considering, for instance, foreign loans, which represents almost 25% of the total debts (IFRS criteria), it was contracted swap operations, aiming foreign exchange protection as well as the rate linked to the contract.

Indexation After Hedge 3Q18 vs. 3Q19

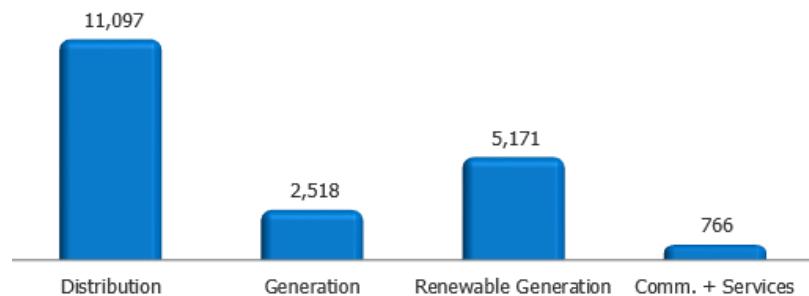


Note: Considering the foreign loan debts (24.66% in the 3Q19), it is contracted swap operations, seeking exchange risks and the duties settled by contract.

Net Debt in IFRS criteria

IFRS R\$ Million	3Q19	3Q18	Var. %
Financial Debt (including hedge)	(19.502)	(20.650)	-5,6%
(+) Available Funds	3.232	3.579	-9,7%
(=) Net Debt	(16.270)	(17.071)	-4,7%

Debt by segment (R\$ Million – IFRS)



Notes:

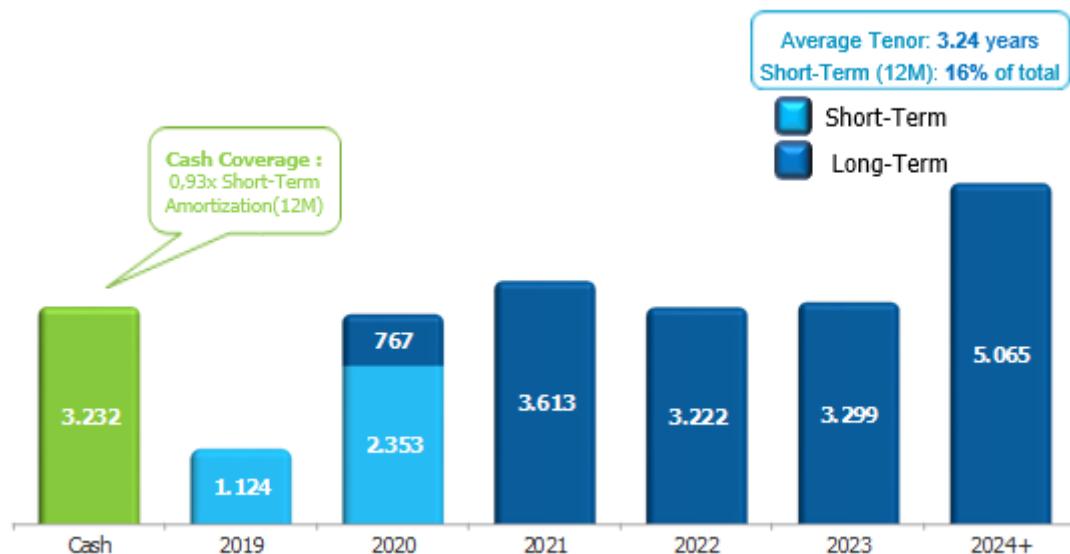
- 1) The Generation segment considers CPFL Geração, Cieran and CPFL Transmissão Piracicaba; Service segment considers CPFL Serviços and CPFL Eficiência Energética.
- 2) Includes the mark-to-market (MTM) effect and borrowing costs.

Debt Amortization Schedule in IFRS (Sep-19)

The Group CPFL constantly evaluates market opportunities to close deals that goes along with the company's strategies and policies. Thus, in view of the large market access that CPFL has at its disposal to liquidity sources, through diversified funding alternatives, through either local market financing lines or international market, the debt portfolio of CPFL Energia presents different funding instruments.

The cash position at the end of 3Q19 had a coverage ratio of **0.93x** the amortizations of the next 12 months, which allows the CPFL Group to honor all amortization commitments until the beginning of the second semester of 2020. The average amortization term, calculated from this schedule is of **3.24 years**.

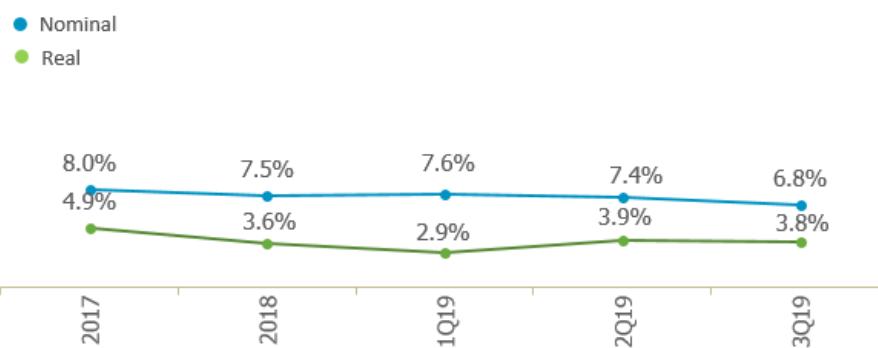
The debt amortization schedule of the financial debt bellow considers only the notional of the debts and derivatives.



Note:

- 1) Considers only the notional and hedge of the debt in total of R\$ 19,664 million. In order to reach the value of debt in IFRS, of R\$ 19,502 million, should be included charges and the mark-to-market (MTM) effect and cost with funding;

Gross Debt Cost¹ in IFRS criteria



Note: (1) the calculation considers the average cost in the end of the period, since it better reflects the interest rate variations.

Ratings

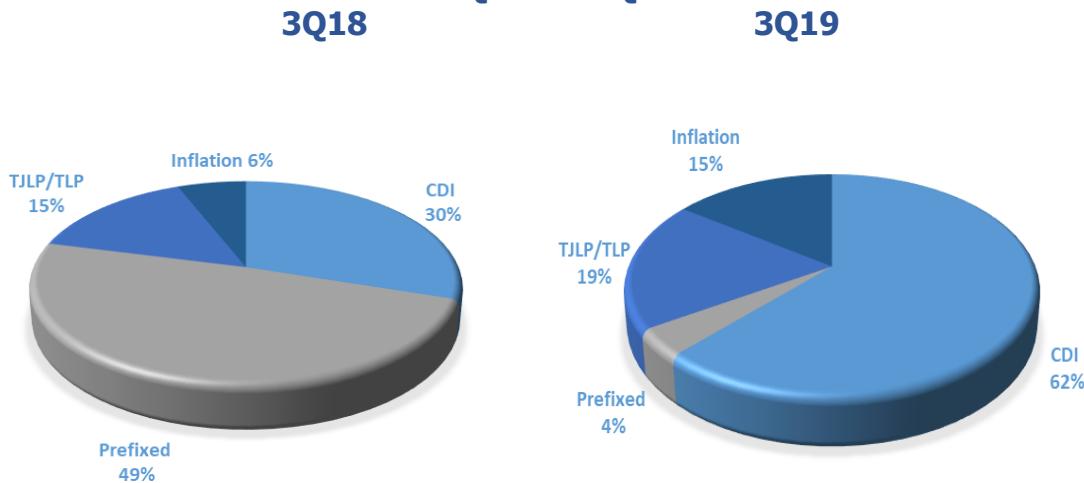
The following table shows the corporate ratings of CPFL Energia.

Ratings of CPFL Energia - Corporate Credit			
Agency	Scale	Rating	Perspective
Standard & Poor's	Brazilian	brAAA	Stable
Fitch Ratings	Brazilian	AAA(bra)	Stable
Moody's	Brazilian Global	Aaa.br Ba1	Stable

3.3.2) Debt in Financial Covenants Criteria

Indexation and Debt Cost in Financial Covenants Criteria

Indexation¹ after Hedge² in Financial Covenants criteria 3Q18 vs. 3Q19



1) The total amount considers a proportional consolidation of CPFL Renováveis, CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó and EPASA;

2) For debts contracted in foreign currency (23.85% of total), swap operations were contracted, aiming the protection of the foreign exchange and the rate fluctuations linked to the contract.

Net Debt in Financial Covenants Criteria and Leverage

In the end of the 3Q19, the *Proforma* Net Debt totaled **R\$ 16,849** million, an increase of **8.7%** compared to net debt position at the end of 3Q18, for **R\$ 15,503** million.

Critério Covenants R\$ Milhões	3T19	3T18	Var.
Dívida Financeira (incluindo Hedge) ¹	(20,174)	(18,589)	8.5%
(+) Disponibilidades	3,325	3,086	7.8%
(=) Dívida Líquida	(16,849)	(15,503)	8.7%
EBITDA Proforma ²	6,296	5,306	18.7%
Dívida Líquida / EBITDA	2.68	2.92	-8.4%

1) The total amount considers a proportional consolidation of CPFL Renováveis, CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó and EPASA;
 2) *Proforma* EBITDA in the financial covenants criteria: adjusted according to the equivalent participation of CPFL Energia in each of its subsidiaries, with the inclusion of regulatory assets and liabilities and also the historical EBITDA of newly acquired projects.

In line with the criteria for calculation of financial covenants of loan agreements with financial institutions, net debt and the EBITDA are adjusted according to the equivalent stake of CPFL Energia in each of its subsidiaries.

Considering that, the *Proforma* Net Debt totaled **R\$ 16,849 million** and *Proforma* EBITDA in the last 12 months reached **R\$ 6,296 million**, the ratio *Proforma* Net Debt / EBITDA at the end of 3Q19 reached **2.68x**.

Leverage in Financial covenants criteria - R\$ billion



Note: In the 2Q19, if not consider Re-IPO impact, Financial Covenant was 2.57x (Net Debt w/o Re-IPO impact was R\$ 14.6 billion).

In the end of the 3Q19, to calculate the leverage, it was considered the EBITDA of the last 12 months, adjusted by a proportional consolidation and including hedge. Besides, it was deduced the total amount of hedges from the debt. The consolidation of CPFL Renováveis in covenants criteria, which was 53.6% in the 2Q19 and in the end of the 3Q19 was 99.94%, affected directly the increase of the Net Debt and EBITDA in the 3Q19, and, consequently, the leverage as well.

3.4) Investments

3.4.1) Actual Investments

Segment	Investments (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	1H19	1H18	Var.
Distribution	550	440	25,1%	1.436	1.152	24,6%
Generation - Conventional	2	2	-27,2%	7	2,83	141,3%
Generation - Renewable	45	70	-35,0%	95	174	-45,6%
Commercialization	1	1	-14,6%	2	2	-13,2%
Services and Others ¹	10	10	3,5%	32	35	-9,3%
Transmission	8	3	230,6%	11	3	279,6%
Total	616	525	17,4%	1.582	1.370	16%

Note: 1) Others – basically refer to assets and transactions that are not related to the listed segments.

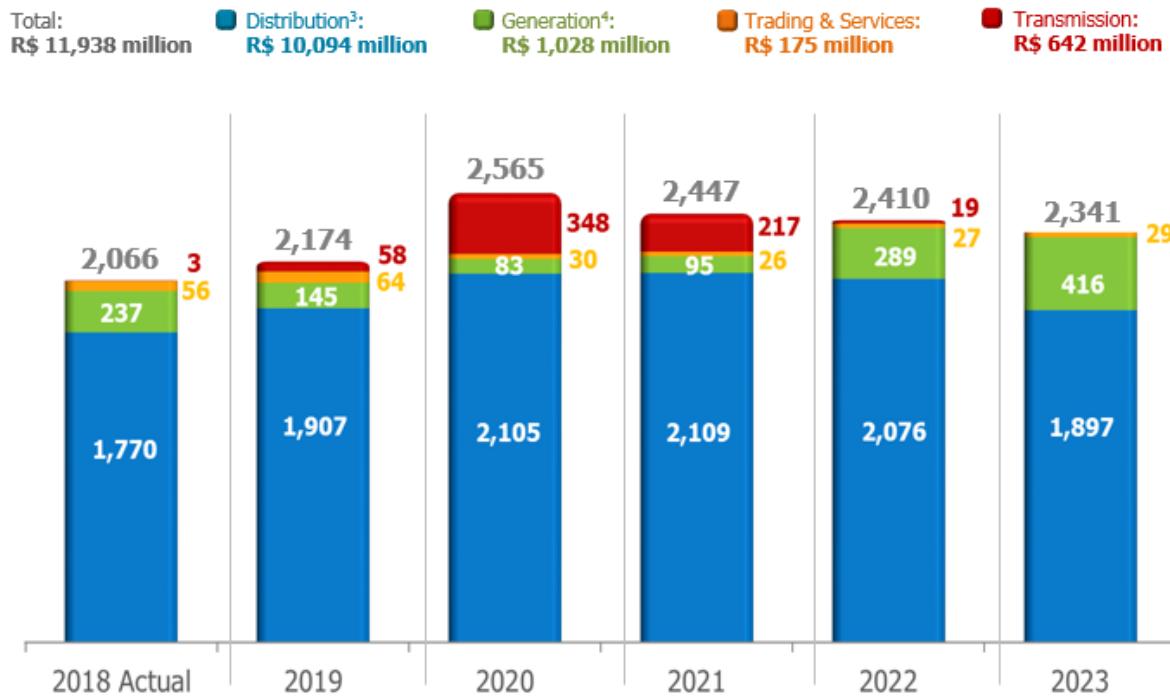
In 3Q19, the investments were R\$ 616 million, an increase of 17.4%, compared to R\$ 525 million registered in 3Q18. We also highlight investments made by CPFL Energia in the Distribution segment:

- a. Expansion and strengthening of the electric system;
- b. Electricity system maintenance and improvements;
- c. Operational infrastructure;
- d. Upgrade of management and operational support systems;
- e. Customer help services;
- f. Research and development programs.

3.4.2) Investments Forecasts

On November 30, 2018, CPFL Energia's Board of Directors approved Board of Executive Officers' proposal for 2019 Annual Budget and 2020/2023 Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Budget and Corporate Finance Commission.

Investments Forecasts (R\$ million)¹



Notes:

- 1) Constant currency;
- 2) Investment Plan released in 4Q18/2018 Earnings Release, from March 2019;
- 3) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers);
- 4) Conventional + Renewable.

4) STOCK MARKETS

4.1) Stock Performance

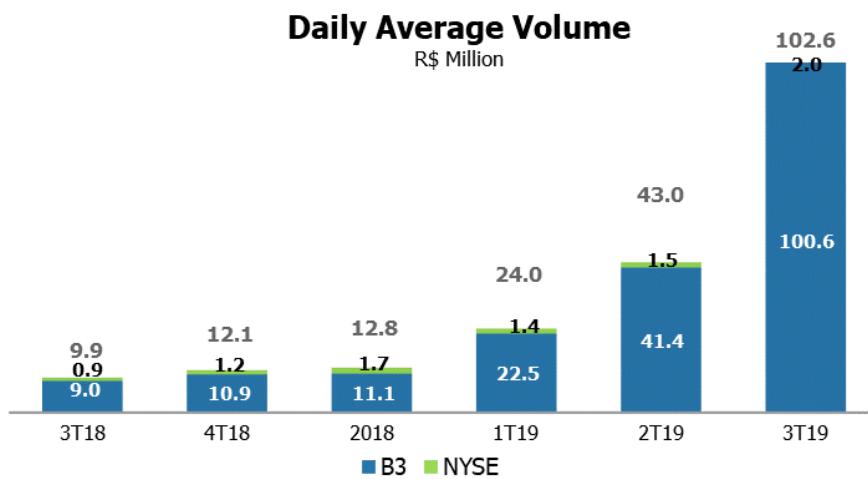
CPFL Energia is listed on both the B3 (Novo Mercado) and the New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Level III), segments with the highest levels of corporate governance.

B3				NYSE			
Date	CPFE3 (R\$)	IEE	IBOV	Date	CPL (US\$)	DJBr20	Dow Jones
09/30/2019	R\$ 32.89	68,122	104,745	09/30/2019	\$ 15.77	22,562	26,917
06/30/2019	R\$ 30.43	63,831	100,967	06/30/2019	\$ 15.62	24,736	26,600
09/30/2018	R\$ 23.87	39,351	79,342	09/30/2018	\$ 11.82	19,406	26,458
QoQ	8.1%	6.7%	3.7%	QoQ	1.0%	-8.8%	1.2%
YoY	37.8%	73.1%	32.0%	YoY	33.4%	16.3%	1.7%

On June 30, 2019, CPFL Energia's shares closed at R\$ 32.89 per share on the B3 and US\$ 15.77 per ADR on the NYSE, an appreciation of 8.1% and 1.0% in the quarter, respectively. Considering the variation in the last 12 months, the shares and ADRs presented an appreciation of 37.8% on the B3 and of 33.4% on the NYSE.

4.2) Daily Average Volume

The daily trading volume in 3Q19 averaged R\$ 102.6 million, of which R\$ 100.6 million on the B3 and R\$ 2.0 million on the NYSE, representing an increase of 932.1% in relation to 3Q18, while daily trading volume of the IBOVESPA and IEE had an increase of 170% and 231%, respectively. This increase in the volume of CPFL Energia shares is mainly due to the increase in the Company's free float from 5.25% to 16.29% after the Public Offering of Shares concluded on June 12, 2019.



Note: Considers the sum of the average daily volume on the B3 and NYSE.

5) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

5.1) Distribution Segment

5.1.1) Economic-Financial Performance

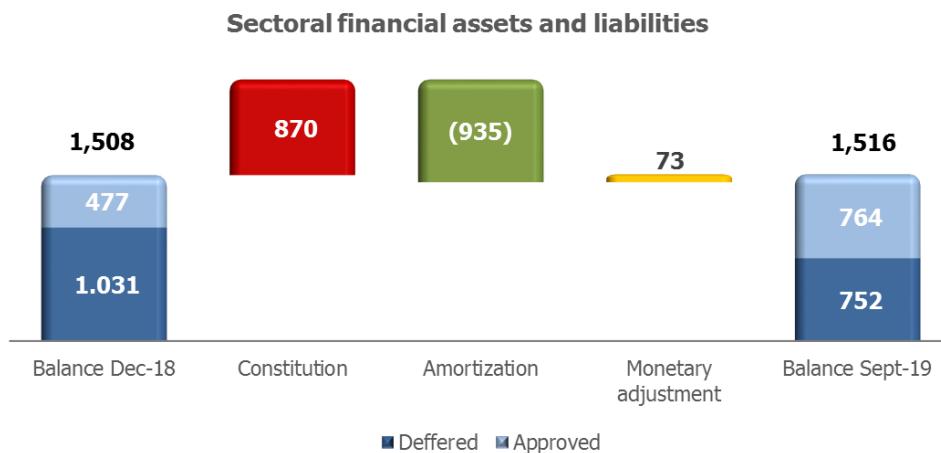
Consolidated Income Statement - Distribution (R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	9.870	10.317	-4,3%	28.693	27.698	3,6%
Net Operating Revenue	6.134	6.465	-5,1%	17.837	17.307	3,1%
Cost of Electric Power	(4.009)	(4.594)	-12,7%	(11.552)	(11.918)	-3,1%
Operating Costs & Expenses	(1.483)	(1.336)	11,0%	(4.176)	(3.681)	13,4%
EBIT	642	535	19,8%	2.108	1.708	23,5%
EBITDA⁽¹⁾	846	718	17,8%	2.699	2.278	18,5%
Financial Income (Expense)	(43)	(98)	-56,1%	(174)	(249)	-30,1%
Income Before Taxes	599	438	36,8%	1.934	1.459	32,6%
Net Income	375	277	35,4%	1.227	921	33,2%

Note:

(1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On September 30, 2019, the balance of sectoral financial assets and liabilities was positive in R\$ 1,516 million. If compared to December 31, 2018, there was a reduction of R\$ 8 million, as demonstrated in the chart below.



The variation in this balance was due to the constitution of an asset of R\$ 870 million, mainly due to higher costs with Itaipu energy (differences between real exchange rate and tariff coverage and GSF). On the other hand, there was an amortization of R\$ 935 million, mainly favored by the tariff readjustments that took place in this period, allowing to pass-through the costs to the consumers. The monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 73 million.

Operating Revenue

	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue						
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	8.138	7.790	4,5%	24.919	21.958	13,5%
Short-term Electric Energy	441	393	12,1%	799	768	4,0%
Revenue from Building the Infrastructure of the Concession	551	462	19,4%	1.477	1.202	22,9%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	238	1.089	-78,1%	(65)	1.943	-103,3%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	352	407	-13,5%	1.119	1.162	-3,7%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	63	99	-36,2%	236	302	-22,0%
Other Revenues and Income	104	88	18,3%	274	403	-32,1%
	(17)	(10)	66,3%	(66)	(40)	64,6%
Total	9.870	10.317	-4,3%	28.693	27.698	3,6%
Deductions from the Gross Operating Revenue						
ICMS Tax	(1.606)	(1.565)	2,6%	(4.960)	(4.443)	11,6%
PIS and COFINS Taxes	(847)	(902)	-6,0%	(2.453)	(2.436)	0,7%
CDE Sector Charge	(947)	(1.010)	-6,3%	(2.991)	(2.829)	5,7%
R&D and Energy Efficiency Program	(55)	(59)	-6,2%	(162)	(158)	2,8%
PROINFA	(44)	(38)	14,5%	(127)	(112)	13,4%
Tariff Flags and Others	(229)	(271)	-15,5%	(142)	(395)	-64,1%
Others	(7)	(6)	14,6%	(21)	(18)	18,0%
Total	(3.736)	(3.852)	-3,0%	(10.856)	(10.391)	4,5%
Net Operating Revenue	6.134	6.465	-5,1%	17.837	17.307	3,1%

In 3Q19, gross operating revenue amounted to R\$ 9,870 million, an increase of 4.3% (R\$ 447 million), due to the following factors:

- Increase of 4.5% (R\$ 348 million) in the revenue with energy sales (captive + free clients), due to: (i) the positive average tariff adjustment in the distribution companies for the period between 3Q18 and 3Q19 (average increase of 19.25% in CPFL Piratininga in October-18, of 13.31% in CPFL Santa Cruz in March-19, of 8.66% in CPFL Paulista in April-19, of 8.63% in RGE and 1.72% in RGE Sul in June-19); and (ii) the increase of 0.7% in the load in the concession area¹;
- Increase of 19.4% (R\$ 89 million) in revenue from building the infrastructure of the concession, which has its counterpart in the same amount in operational costs;
- Increase of 12.1% (R\$ 47 million) in Short-term Electric Energy;
- Increase of 11.9% (R\$ 9 million) in other items;

Partially offset by:

- Decrease of 78.1% (R\$ 850 million) in the accounting of Sectoral Financial Assets/Liabilities;
- Decrease of 13.5 % (R\$ 55 million) in subsidy of lower-income;
- Decrease of 36.2% (R\$ 36 million) in the adjustments to the Concession's Financial Asset, despite the higher IPCA (0.31% in 3Q19 versus 1.50% in 3Q18), despite accounting of tariff revision processes in CPFL Piratininga in 3Q19 (extraordinary effect in the amount of R\$ 42 million, due to the RAB appraisal report);

Deductions from the gross operating revenue were R\$ 3,736 million in 3Q19, representing a decrease of 3.0% (R\$ 116 million), due to the following factors:

- Decrease of 6.3% (R\$ 63 million) in the CDE sector charge;

¹) If Excluding the effect of consumer migration that didn't impact the Company's results.

- Decrease of 15.5% (R\$ 42 million) in tariff flags approved by CCEE;
- Decrease of 0.6% (R\$ 14 million) in taxes (ICMS and PIS/Cofins);

Partially offset by the following factors:

- Increase of 14.5% (R\$ 6 million) in the Proinfa;
- Increase of 14.6% (R\$ 1 million) in the others items.

Net operating revenue reached R\$ 6,134 million in 3Q19, representing a decrease of 5.1% (R\$ 331 million).

In 9M19, gross operating revenue amounted to R\$ 28,693 million, an increase of 3.6% (R\$ 995 million), due to the following factors:

- Increase of 13.5% (R\$ 2,961 million) in the revenue with energy sales (captive + free clients), due to: (i) the positive average tariff adjustment in the distribution companies for the period between September 2018 and September 2019; and (ii) the increase of 1.6% in the load within the concession area¹;
- Increase of 22.9% (R\$ 275 million) in revenue from building the infrastructure of the concession;
- Increase of 4.0% (R\$ 31 million) in Short-term Electric Energy;

Partially offset by:

- Variation of R\$ 2,007 million in the Sectoral Financial Assets/Liabilities, from a sectoral financial asset of R\$ 1,943 million in 9M18 to a liability of R\$ 65 million in 9M19;
- Decrease of 32.1% (R\$ 129 million) in other revenues and income, due to a refund (extraordinary effect, in the amount of R\$ 133 million), in the 2018²;
- Decrease of 22.0% (R\$ 66 million) in the adjustments to the Concession's Financial Asset;
- Decrease of 3.7% (R\$ 43 million) in the CDE sector charge;
- Increase of 64.6% (R\$ 26 million) in compensatory fines (DIC / FIC) mainly due to rainstorms observed in the Southern region in early 2019.

Deductions from the gross operating revenue were R\$ 10,856 million in 9M19, representing an increase of 4.5% (R\$ 465 million), due to the following factors:

- Increase of 7.8% (R\$ 534 million) in taxes (ICMS and PIS and COFINS);
- Increase of 5.7% (R\$ 161 million) in the CDE sector charge;
- Increase of 7.9% (R\$ 23 million) in the others items.

Partially offset by:

- Decrease of 64.1% (R\$ 253 million) in tariff flags approved by CCEE;

Net operating revenue reached R\$ 17,837 million in 9M19, representing an increase of 3.1% (R\$ 530 million).

² Law n. 12.111/2009 determined an additional 0.3% collection over Net Operating Revenue between January 2010 and December 2012, aiming to refund states and municipalities by an eventual lack of ICMS tax collection over fossil fuel used in the electric energy generation, in the 24 months following the integration of isolated systems to the NIPS. Since the collected amounts were not fully used, Law no. 13.587/2018 determined the refund of resources to the consumers in 2018 tariff events. The distribution companies received the amount from the Federal Government and, in the same date, sectoral financial liabilities were constituted in the same amount, therefore without affecting the results.

Cost of Electric Energy

	Cost of Electric Energy (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Cost of Electric Power Purchased for Resale						
Energy from Itaipu Binacional	752	751	0,1%	2.102	2.025	3,8%
PROINFA	99	82	20,9%	303	250	21,1%
Energy Purchased through Auction in the Regulated Environment, Bilateral Contracts and Energy Purchased in the Spot Market	2.897	3.800	-23,8%	8.297	8.918	-7,0%
PIS and COFINS Tax Credit	(342)	(414)	-17,4%	(898)	(997)	-10,0%
Total	3.406	4.219	-19,3%	9.804	10.196	-3,8%
Charges for the Use of the Transmission and Distribution System						
Basic Network Charges	523	468	11,9%	1.471	1.573	-6,5%
Itaipu Transmission Charges	74	71	4,7%	211	198	6,2%
Connection Charges	39	44	-13,2%	128	110	16,8%
Charges for the Use of the Distribution System	7	9	-21,7%	22	21	5,2%
ESS / EER	22	(178)		93	(3)	
PIS and COFINS Tax Credit	(61)	(38)	60,4%	(178)	(177)	0,6%
Total	603	375	60,9%	1.748	1.722	1,5%
Cost of Electric Energy	4.009	4.594	-12,7%	11.552	11.918	-3,1%

In 3Q19, the cost of electric energy, comprising the purchase of electricity for resale and charges for the use of the distribution and transmission system, amounted to R\$ 4,009 million, representing a decrease of 12.7% (R\$ 584 million):

- The **cost of electric power purchased for resale** was R\$ 3,406 million in 3Q19, representing a decrease of 19.3% (R\$ 813 million), due to the following factors:

- Reduction of 23.8% (R\$ 903 million) in the **cost of energy purchased in the regulated environment, bilateral contracts and short term**, due to the reduction of 31.1% in the average purchase price (from R\$ 250.99/MWh in 3Q18 to R\$ 173.01/MWh in 3Q19), partially offset by the increase of 10.6% (1,605 GWh) in the volume of purchased energy;

Partially offset by:

- Decrease of 17.4% (R\$ 72 million) in **PIS and Cofins tax credit** (cost reducer), generated from the energy purchase;
- Increase of 20.9% (R\$ 17 million) in the **cost with Proinfa**, due to an increase of 19.8% in the average purchase price (R\$ 348.39/MWh in 3Q19 vs. R\$ 290.78/MWh in 3Q18), partially offset by the reduction of 0.9% (2 GWh) in the volume of purchased energy;
- Increase of 0.1% (R\$ 1 million) in the **cost of energy from Itaipu**, due to the increase of 1.2% in the average purchase price (from R\$ 267.46/MWh in 3Q18 to R\$ 270.76/MWh in 3Q19) and the reduction of 1.1% (30 GWh) in the volume of purchased energy;

- Charges for the use of the transmission and distribution system** reached R\$ 603 million in 3Q19, representing an increase of 60.9% (R\$ 228 million), due to the following factors:

- Variation of R\$ 201 million in **sector charges** (ESS – System Service Usage Charges /EER – Reserve Energy Charges)
- Increase of 8.6% (R\$ 51 million) in **connection and transmission charges** (Basic Network, Itaipu transmission, connection and usage of the distribution system);

Partially offset by:

- (iii) Increase of 60.4% (R\$ 23 million) in **PIS and Cofins tax credit** (cost reducer), generated from the charges.

In 9M19, the cost of electric energy, comprising the purchase of electricity for resale and charges for the use of the distribution and transmission system, amounted to R\$ 11,552 million, representing a decrease of 3.1% (R\$ 365 million):

- The **cost of electric power purchased for resale** was R\$ 9,804 million in 9M19, representing a decrease of 3.8% (R\$ 392 million), due to the following factors:
 - (i) Decrease of 7.0% (R\$ 620 million) in the **cost of energy purchased in the regulated environment, bilateral contracts and short term**, due to an increase of 13.2% (4,130 GWh) in the volume of purchased energy, partially offset by a reduction of 17.8% in the average purchase price (from R\$ 285.21/MWh in 9M18 to R\$ 234.40/MWh in 9M19);

Partially offset by:

- (ii) Decrease of 10.0% (R\$ 100 million) in PIS and Cofins tax credit (cost reducer), generated from the energy purchase.
- (iii) Increase of 3.8% (R\$ 76 million) in the **cost of energy from Itaipu**, due to the increase of 4.6% in the average purchase price (from R\$ 243.71/MWh in 9M18 to R\$ 255.03/MWh in 9M19), partially offset by the reduction of 0.8% (69 GWh) in the volume of purchased energy;
- (iv) Increase of 21.1% (R\$ 53 million) in the **cost with Proinfa**, due to the increase of 21.0% in the average purchase price (R\$ 310.16/MWh in 9M18 vs. R\$ 375.31/MWh in 9M19), partially offset by the increase of 0.1% (1 GWh) in the volume of purchased energy;

- **Charges for the use of the transmission and distribution system** reached R\$ 1,748 million in 9M19, representing a decrease of 1.5% (R\$ 26 million), due to the following factors:

- (i) Increase of R\$ 97 million in **sector charges** (ESS/EER)

Partially offset by:

- (ii) Decrease of 3.7% (R\$ 70 million) in **connection and transmission charges**;
- (iii) Increase of 0.6% (R\$ 1 million) in **PIS and Cofins tax credit** (cost reducer), generated from the charges.

Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses reached R\$ 1,483 million in 3Q19, an increase of 11.0% (R\$ 147 million). In 9M19, operating costs and expenses reached R\$ 4,176 million, an increase of 13.4% (R\$ 495 million).

The factors that explain these variations follow below:

PMSO

	Reported PMSO (R\$ million)							
	3Q19	3Q18	Variation		9M19	9M18		
			R\$ MM	%				
Personnel	(235)	(226)	(10)	4,3%	(704)	(680)	(24) 3,5%	
Material	(46)	(42)	(4)	9,4%	(137)	(124)	(12) 10,0%	
Outsourced Services	(212)	(211)	(1)	0,5%	(638)	(627)	(11) 1,8%	
Other Operating Costs/Expenses	(206)	(191)	(15)	7,9%	(546)	(411)	(135) 32,7%	
<i>Allowance for doubtful accounts</i>	(61)	(48)	(13)	28,0%	(194)	(116)	(78) 67,1%	
<i>Legal and judicial expenses</i>	(53)	(72)	18	-25,4%	(122)	(112)	(10) 8,8%	
<i>Others</i>	(91)	(72)	(20)	27,8%	(230)	(183)	(47) 25,6%	
Total Reported PMSO	(699)	(669)	(30)	4,5%	(2.025)	(1.843)	(182) 9,9%	

In 3Q19, **PMSO** reached R\$ 699 million, an increase of 4.5% (R\$ 30 million).

Personnel – increase of 4.3% (R\$ 10 million), mainly due to the collective bargaining agreement – wages and benefits;

Material – increase of 9.4% (R\$ 4 million), mainly replacement of materials to grid maintenance (R\$ 4 million);

Third party services – increase of 0.5% (R\$ 1 million), mainly due to the increase in the following items: tree pruning (R\$ 8 million), electric system maintenance (R\$ 3 million), partially offset by outsourced services (R\$ 9 million).

Other operating costs/expenses – increase of 7.9% (R\$ 15 million), due to the increase in allowance for doubtful accounts (R\$ 13 million), assets write-off (R\$ 9 million), other costs/expenses (R\$ 8 million) and bank's collection fee (R\$ 3 million), partially offset by the reductions in legal and judicial expenses (R\$ 18 million).

In 9M19, **PMSO** reached R\$ 2,025 million, an increase of 9.9% (R\$ 182 million).

Personnel – increase of 3.5% (R\$ 24 million);

Material – increase of 10.0% (R\$ 12 million), mainly replacement of materials to grid maintenance (R\$ 11 million);

Third party services – increase of 1.8% (R\$ 11 million), mainly due to the increases in the following items: tree pruning (R\$ 12 million), meter reading and delivery of bills (R\$ 4 million) collection actions, re notification, cut and reconnection (R\$ 4 million) and electric system maintenance (R\$ 3 million) partially offset by outsourced services (R\$ 8 million) and audit and consulting (R\$ 8 million);

Other operating costs/expenses – increase of 32.7% (R\$ 135 million), due to the increase in the following items: allowance for doubtful accounts (R\$ 78 million), legal and judicial expenses (R\$ 28 million), assets write-off (R\$ 9 million), other costs/expenses (R\$ 9 million), bank's collection fee (R\$ 8 million) and recovery of expenses in 2018 (R\$ 2 million).

Other operating costs and expenses

In 3Q19, other operating costs and expenses reached R\$ 784 million, registering an increase of 17.6% (R\$ 117 million), with the variations below:

- (i) Increase of 19.4% (R\$ 89 million) in **cost of building the concession's infrastructure** (this item does not affect results, since it has its counterpart in "operating revenue");
- (ii) Increase of 29.2% (R\$ 6 million) in **Private Pension Fund** item, due to the registration of the impacts of the actuarial report;
- (iii) Increase of 11.8% (R\$ 21 million) in **Depreciation and Amortization**.

In 9M19, other operating costs and expenses reached R\$ 2,151 million, registering an increase of 17.0% (R\$ 312 million), with the variations below:

- (i) Increase of 22.9% (R\$ 275 million) in **cost of building the concession's infrastructure**;
- (ii) Increase of 26.6% (R\$ 18 million) in **Private Pension Fund**;
- Partially offset by:
- (iii) Decrease of 3.5% (R\$ 20 million) in **Depreciation and Amortization**.

EBITDA

EBITDA totaled R\$ 846 million in 3Q19, an increase of 17.8% (R\$ 128 million), mainly favored by the positive effects of tariff adjustments between 2018 and 2019 and the RAB appraisal report due to tariff revisions of CPFL Piratininga, leading to an extraordinary gain in 3Q19, counterpart there was a lower adjustments to the Concession's Financial Asset and higher PMSO.

In 9M19, **EBITDA** totaled R\$ 2,699 million, an increase of 18.5% (R\$ 421 million), basically influenced by effects of tariff adjustments occurred in 2018.

Conciliation of Net Income and EBITDA (R\$ million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Net income	375	277	35,4%	1.227	921	33,2%
Depreciation and Amortization	204	183		590	570	
Financial Results	43	98		174	249	
Income Tax /Social Contribution	224	161		707	537	
EBITDA	846	718	17,8%	2.699	2.278	18,5%

Financial Result

Financial Result (R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Revenues	168	155	8,8%	462	414	11,6%
Expenses	(211)	(253)	-16,3%	(636)	(663)	-4,1%
Financial Result	(43)	(98)	-56,1%	(174)	(249)	-30,1%

In 3Q19, the net financial result recorded a net financial expense of R\$ 43 million, a decrease of 56.1% (R\$ 55 million). The items explaining these changes are as follows:

- (i) Reduction of R\$ 31 million in **mark-to-market accounting** (non-cash effect);
- (ii) Decrease of 76.1% (R\$ 22 million) in **contingency updating**;
- (iii) Decrease of 3.9% (R\$ 6 million) in the **expenses with net debt**;
- (iv) Variation of R\$ 4 million in **other financial revenues and expenses**.

Partially offset by:

- (v) Decrease of 8.4% (R\$ 8 million) in **late payment interest and fines**;
- (vi) Decrease of 0.3% (R\$ 0.1 million) in **sectoral financial assets and liabilities update**;

In 9M19, the net financial result recorded a net financial expense of R\$ 174 million, a reduction of 30.1% (R\$ 75 million). The items explaining these changes are as follows:

- (i) Increase of 62.9% (R\$ 28 million) in **sectoral financial assets and liabilities update**;
- (ii) Decrease of 30.9% (R\$ 16 million) in **contingency updating**;
- (iii) Increase of 5.9% (R\$ 15 million) in **late payment interest and fines**;
- (iv) Reduction of R\$ 12 million in **other financial revenues and expenses**;
- (v) Variation of R\$ 10 million in **mark-to-market accounting** (non-cash effect).

Partially offset by:

- (vi) Increase of 1.6% (R\$ 8 million) in the **expenses with net debt**;

Net Income

Net Income totaled R\$ 375 million in 3Q19, an increase of 35.4% (R\$ 98 million). In 9M19, **Net Income** totaled R\$ 1,227 million, an increase of 33.2% (R\$ 305 million).

5.1.2) Tariff Events

Reference dates

Tariff Process Dates	
Distributor	Date
CPFL Santa Cruz	March 22 nd
CPFL Paulista	April 8 th
RGE	June 19 th
CPFL Piratininga	October 23 rd

Tariff Revision			
Distributor	Periodicity	Next Revision	Cycle
CPFL Piratininga	Every 4 years	October 2023	6 th PTRC
CPFL Santa Cruz	Every 5 years	March 2021	5 th PTRC
CPFL Paulista	Every 5 years	April 2023	5 th PTRC
RGE	Every 5 years	June 2023	5 th PTRC

Annual tariff adjustments March 2019, April and June 2019

	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	RGE Sul
Ratifying Resolution	2.522	2.526		2.557
Adjustment	13,70%	12,02%		10,05%
Parcel A	1,12%	0,78%		-2,16%
Parcel B	0,90%	2,17%		2,21%
Financial Components	11,68%	9,07%		10,00%
Effect on consumer billings	13,31%	8,66%	8,63%	1,72%
Date of entry into force	03/22/2019	04/08/2019		06/19/2019

Periodic tariff reviews occurred in 2019

	CPFL Piratininga
Ratifying Resolution	2.627
Adjustment	-5,40%
Parcel A	-8,32%
Parcel B	6,17%
Financial Components	-2,40%
Effect on consumer billings	-7,80%
Date of entry into force	10/23/2019

5 th Periodic Tariff Review Cycle	R\$ MM
Gross Regulatory Asset Base (A)	3.837
Depreciation Rate (B)	3,70%
Depreciation Quota (C = A x B)	142
Net Regulatory Asset Base (D)	2.487
Pre-tax WACC (E)	12,26%
Cost of Capital (F = D x E)	305
Special Obligations (G)	13
Regulatory EBITDA (H = C + F + G)	460
OPEX = CAOM + CAIMI (I)	542
Parcel B (J = H + I)	1.002
Productivity Index Parcel B (K)	0,88%
Quality Incentive Mechanism (L)	-0,54%
Parcel B with adjusts (M = J * (K - L))	999
Other Revenues and UD/ ER (N)	78
Adjusted Parcel B (O = M - N)	921
Parcel A (P)	3.144
Required Revenue (Q = O + P)	4.064

- **Increase of 6.17% in Parcel B**
 - (i) Increase in RAB
 - (ii) Higher regulatory depreciation rate

- **Decrease of 8.32% in Parcel A**
 - (i) Decrease of R\$299 million in CDE mainly due to the end of CCEE loans

5.2) Commercialization and Services Segments

Consolidated Income Statement - Commercialization (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18
Net Operating Revenue	969	981	-1,2%	2.542	2.534
EBITDA⁽¹⁾	25	43	-43,0%	77	82
Net Income	35	27	29,4%	63	43
					47,0%

Consolidated Income Statement - Services (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18
Net Operating Revenue	147	140	4,5%	451	380
EBITDA⁽¹⁾	32	32	1,5%	107	79
Net Income	17	20	-12,7%	63	46
					36,7%

Note:

(1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

5.3) Conventional Generation Segment

Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - Conventional Generation (R\$ million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18
Gross Operating Revenue	358	355	0.8%	991	960
Deductions from operating revenues	(34)	(48)	-28.2%	(100)	(101)
Net Operating Revenue	324	307	5.3%	891	859
Cost of Electric Power	(33)	(32)	1.0%	(91)	(68)
Operating Costs & Expenses	(65)	(53)	21.6%	(171)	(161)
EBIT	226	222	2.0%	629	631
EBITDA⁽¹⁾	338	336	0.5%	976	960
Financial Income (Expense)	(43)	(62)	-30.0%	(126)	(205)
Income Before Taxes	265	247	7.3%	760	667
Net Income	232	198	17.1%	624	535
					16.6%

Note:

(2) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Operating Revenue

In 3Q19, **Gross Operating Revenue** reached R\$ 358 million, an increase of 0.8% (R\$ 3 million). **Net Operating Revenue** was of R\$ 324 million, registering an increase of 5.3% (R\$ 16 million).

The main factors that affected the net operating revenue are:

- Increase of R\$ 16 million in the revenue with the power supply in CPFL Geração, explained mainly by the readjustment of contracts.
- Increase of R\$ 10 million in revenue from building the infrastructure of the concession, referent to the initial services provided for the construction of transmission and substation lines. This revenue has its counterpart in the same amount in operational costs.
- Reduction of R\$ 14 million in deductions from operating revenues compared to 3Q18 due to an extraordinary effect of R\$ 12 million in Ceran, related with a retroactive accounting of PIS and COFINS (new taxation rules).

These effects were partially offset by:

- Decrease in CERAN's power supply revenue (R\$ 13 million), mainly explained by the lower amount of energy sold.
- Reduction of R\$ 6 million in the revenue with the power supply from Jaguari Geração, mainly due to the variation in CCEE revenue-related figures, as there was an average PLD reduction of 43% over 3Q18.
- Decrease of R\$ 5 million in other operating revenues, mainly due to the increase of GSF agreement.

In 9M19, **Gross Operating Revenue** reached R\$ 991 million, an increase of 3.2% (R\$ 30 million) over 9M18. **Net Operating Revenue** was of R\$ 891 million, registering an increase of 3.6% (R\$ 31 million).

The main factors contributing to the increase in net operating revenue were:

- Increase in energy supply revenue, combined with the readjustment of the contracts in CPFL Geração (R\$ 36 million).
- Increase of R\$ 10 million in Revenue from construction of concession infrastructure.

These effects were partially offset by:

- Reduction of R\$ 11 million in short-term market revenue at Jaguari Geração, explained by the lower PLD.
- Decrease of R\$ 2 million in CERAN's due to the lower amount of energy sold.

Cost of Electric Power

In 3Q19, the cost of electricity reached R \$ 33 million, a 1% change (R\$ 0.3 million), compared to 3Q18 due to the readjustment of sector charges.

In 9M19, the cost of electricity reached R\$ 91 million, an increase of 33.9% (R\$ 23 million), mainly explained by the increase in cost of energy purchased over 9M18, due to the GSF reimbursement agreement.

Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses reached R\$ 65 million in 3Q19, compared to R\$ 53 million in 3Q18, a variation of 21.6%. In 9M19, operating costs and expenses reached R\$ 171 million in 3Q19, compared to R\$ 161 million in 3Q18, a variation of 6.7%.

The factors that explain these variations follow below:

PMSO

	PMSO (R\$ million)							
	3Q19	3Q18	Variation		9M19	9M18	Variation	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Personnel	10	9	2	17.9%	27	26	1	3.3%
Material	1	1	0	22.9%	3	2	1	27.5%
Outsourced Services	6	4	3	67.7%	19	14	4	30.8%
Other Operating Costs/Expenses	8	12	(4)	-32.3%	23	28	(6)	-20.3%
<i>GSF Risk Premium</i>	2	2	1	100.0%	7	5	2	100.0%
<i>Others</i>	5	10	(4)	-44.3%	15	23	(7)	-32.6%
Total PMSO	25	25	1	2.1%	71	71	0	0.1%

PMSO item reached R\$ 25 million in 3Q19, registering an increase of 2.1%, compared to 3Q18 (R\$ 1 million).

In 9M19, PMSO reached R\$ 71 million, maintaining the same level as 9M18.

The factors that explain these variations follow below:

Personnel: increase of 17.9% (R\$ 2 million), mainly due to the increase in headcount and the effects of the collective bargaining agreement;

Third party services: 67.7% variation (R\$ 3 million), due to the retroactive accounting of PIS and COFINS credits in 3Q18, due to new taxation rules (extraordinary effect);

Other Operating Costs/Expenses: reclassification of expenses related to the Financial Compensation on Water Resources (CFURH) to the Deductions from Operating Revenue, according to Aneel's guidance.

Other operating costs and expenses

Disregarding the cost of infrastructure construction (R\$ 10 million referring to initial services for the construction of transmission and substation lines), other operating costs and revenues totaled R\$ 30 million, compared to R\$ 28 million in 3T18, an increase of 8.7% (R\$ 2 million). This change is explained by the lower Depreciation and Amortization costs at Ceran (R\$ 3 million) in 3Q18, due to the benefit of the retroactive PIS and COFINS.

Disregarding the cost of infrastructure construction, in 9M19, other operating costs and expenses reached R\$ 91 million, compared to R\$ 89 million in 9M18, recording an increase of 2.0% (R \$ 2 million), also explained by Depreciation and Amortization variance at Ceran.

Equity Income

	Equity Income (R\$ Million)							
	3Q19	3Q18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Projects								
Barra Grande HPP	(4)	(7)	3	-42.9%	(3)	(4)	0	-9.9%
Campos Novos HPP	26	22	4	16.2%	93	71	22	31.5%
Foz do Chapecó HPP	39	36	4	11.0%	101	95	6	6.1%
Epasa TPP	20	36	(15)	-42.9%	67	79	(12)	-15.3%
Total	82	87	(5)	-5.7%	258	241	16	6.8%

Note: Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

In 3Q19, Equity Income result reached R\$ 82 million, compared to R\$ 87 million in 3Q18, a decrease of 5.7% (R\$ 5 million).

	Equity Income (R\$ Million)							
BAESA	3Q19	3Q18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Net Revenue	21	26	(5)	-18.3%	49	56	(7)	-12.4%
Operating Costs / Expenses	(19)	(26)	8	-28.6%	(37)	(41)	4	-10.1%
Deprec. / Amortization	(3)	(3)	(0)	0.2%	(10)	(9)	(0)	0.1%
Net Financial Result	(3)	(3)	1	-19.8%	(6)	(9)	3	-31.7%
Income Tax	(0)	1	(1)	-	(0)	(0)	0	-28.7%
Net Income	(4)	(7)	3	-42.9%	(3)	(4)	0	-9.9%

	Equity Income (R\$ Million)							
ENERCAN	3Q19	3Q18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Net Revenue	80	76	3	4.5%	236	210	26	12.3%
Operating Costs / Expenses	(31)	(31)	0	-1.0%	(66)	(69)	3	-4.5%
Deprec. / Amortization	(6)	(6)	0	0.0%	(18)	(18)	1	-2.8%
Net Financial Result	(4)	(5)	2	-33.5%	(11)	(16)	4	-28.2%
Income Tax	(13)	(11)	(2)	16.0%	(48)	(36)	(12)	32.5%
Net Income	26	22	4	16.2%	93	71	22	31.5%

	Equity Income (R\$ Million)							
FOZ DO CHAPECO	3Q19	3Q18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Net Revenue	114	116	(2)	-1.7%	333	330	3	0.8%
Operating Costs / Expenses	(23)	(23)	1	-2.7%	(75)	(72)	(3)	3.7%
Deprec. / Amortization	(16)	(16)	(0)	1.6%	(48)	(47)	(0)	0.2%
Net Financial Result	(18)	(24)	7	-26.9%	(58)	(68)	10	-15.1%
Income Tax	(20)	(16)	(4)	23.2%	(51)	(47)	(4)	8.9%
Net Income	39	36	4	11.0%	101	95	6	6.1%

	Equity Income (R\$ Million)							
EPASA	3Q19	3Q18	Var. R\$	Var. %	9M19	9M18	Var. R\$	Var. %
Net Revenue	39	181	(142)	-78.6%	254	327	(73)	-22.3%
Operating Costs / Expenses	(8)	(134)	127	-94.3%	(153)	(217)	64	-29.6%
Deprec. / Amortization	(5)	(5)	0	-1.9%	(14)	(14)	0	-1.1%
Net Financial Result	(1)	(2)	1	-39.5%	(4)	(5)	1	-14.8%
Income Tax	(5)	(8)	3	-33.9%	(16)	(15)	(1)	7.0%
Net Income	20	36	(15)	-42.9%	67	79	(12)	-15.3%

Seguem as principais variações:

Baesá: reduction in revenues due to the GSF and PLD scenario (R\$ 4 million). This effect was partially offset by the reduction in the amount of Electricity Purchased for Resale (R\$ 6 million), with a net effect of R\$ 3 million on profit.

Enercan: positive effect of R\$ 4 million, mainly due to the price adjustment of electricity sales, combined with the volume increase in 3Q19.

Foz do Chapecó: positive effect of R\$ 4 million, basically explained by the reduction in financial expenses with updating of Use of Public Asset account.

Epasa: Net Income reduction of R\$ 15 million, mainly due to tax benefits in 3Q18.

EBITDA

In 3Q19, **EBITDA** was of R\$ 338 million, compared to R\$ 336 million in 3Q18, an increase of 0.5% (R\$ 2 million). The main factors that contributed to this variation in 3Q19 were the inflation effect over the contracts, partially compensated by the lower hydro and thermal generation and by the retroactive tax credit at Epasa, related to 3T18.

In 9M19, **EBITDA** was of R\$ 976 million, compared to R\$ 960 million in 9M18, an increase of 1.6% (R\$ 16 million), basically influenced by the inflation effect over the contracts and the changes in the electric energy generation.

Conciliation of Net Income and EBITDA (R\$ million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Net Income	232	198	17.1%	624	535	16.6%
Depreciation and Amortization	30	27		90	88	
Financial Result	43	62		126	205	
Income Tax /Social Contribution	33	48		135	132	
EBITDA	338	336	0.5%	976	960	1.6%

Financial Result

Financial Result (IFRS - R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Financial Revenues	13	18	-30.6%	36	55	-34.6%
Financial Expenses	(56)	(80)	-30.1%	(162)	(260)	-37.5%
Financial Result	(43)	(62)	-30.0%	(126)	(205)	-38.3%

In 3Q19, the financial result was a **net financial expense** of R\$ 43 million, representing a reduction of 30.0% (R\$ 19 million) compared to the net financial expense of R\$ 62 million in 3Q18.

The main items that explain this variation are:

- (i) Decrease of 25.0% (R\$ 15 million) in **debt charges**, mainly due to the reduction in total debt volume, also due to the CDI variation (4.67% in 3Q19 compared to 4.81% in 3Q18).
- (ii) Reduction of R\$ 6 million in expenses with **monetary and foreign exchange updates**: positive effect on derivative expenses (R\$ 4 million); (ii) mark-to-market

- effect of linked derivatives (R\$ 1 million) in CPFL Geração and (iii) reduction of debentures charges at Ceran (R\$ 2 million).
- (iii) Decrease of R\$ 2 million in the financial expenses with the **Use of Public Asset** (UBP) at Ceran;
- Partially offset by:
- (iv) Reduction of 86.2% (R\$ 4 million) in other financial income (receivables update decrease at CPFL Geração).

In 9M19, the financial result was a **net financial expense** of R\$ 126 million, a decrease of 38.3% (R\$ 79 million) compared to the net financial expense of R\$ 205 million in 9M18.

The main items that explain this variation are:

- (i) Decrease of 27.4% (R\$ 52 million) in **debt charges**, mainly due to the reduction in total debt volume, also due to the CDI variation.
 - (ii) Reduction of 75.3% (R\$ 39 million) in **monetary and foreign exchange updates**: positive effect of R\$ 21 million referring to the zero-cost collar derivative³ and R\$ 18 million referring to other monetary and exchange rate updates;
 - (iii) Increase of R\$ 8 million in 9M19 related to **Interest on loan agreements**, compared to 9M18.
- Partially offset by:
- (iv) Reduction of 56.6% (R\$ 20 million) in **income from financial investments**.

Net Income

In 3Q19, **net income** was of R\$ 232 million, compared to a net income of R\$ 198 million in 3Q18, an increase of 17.1% (R\$ 34 million).

In 9M19, **net income** was of R\$ 624 million, compared to a net income of R\$ 535 million in 9M18, an increase of 16.6% (R\$ 89 million).

³ In 2015, subsidiary CPFL Geração contracted US\$ denominated put and call options, involving the same financial institution as counterpart, and which on a combined basis are characterized as an operation usually known as zero-cost collar. The contracting of this operation does not involve any kind of speculation, inasmuch as it is aimed at minimizing any negative impacts on future revenues of the joint venture ENERCAN, which has electric energy sale agreements with annual restatement of part of the tariff based on the variation in the US\$. In addition, according to Management's view, the scenario was favorable for contracting this type of financial instrument, considering the high volatility implicit in dollar options and the fact that there was no initial cost for same.

5.4) CPFL Renováveis

Economic-Financial Performance

Consolidated Income Statement - CPFL RENOVÁVEIS (R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	634	656	-3.4%	1,422	1,499	-5.2%
Net Operating Revenue	599	622	-3.6%	1,345	1,420	-5.3%
Cost of Electric Power	(106)	(109)	-2.7%	(226)	(262)	-13.7%
Operating Costs & Expenses	(270)	(241)	12.0%	(775)	(716)	8.3%
EBIT	222	271	-17.9%	343	442	-22.4%
EBITDA¹	384	427	-10.0%	827	910	-9.1%
Financial Income (Expense)	(93)	(126)	-26.8%	(316)	(375)	-15.8%
Income Before Taxes	130	145	-10.2%	28	68	-59.1%
Net Income	124	121	2.3%	(8)	12	-

Note:

(1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Operating Revenue

In 3Q19, **Gross Operating Revenue** reached R\$ 634 million, representing a reduction of 3.4% (R\$ 22 million). **Net Operating Revenue** reached R\$ 599 million, representing a reduction of 3.6% (R\$ 23 million). These variations are mainly explained by the following factors:

Wind Source:

- Reduction of R\$ 61 million in revenue from wind farms, mainly due to: (i) lower generation of wind complexes (R\$ 28 million); (ii) the difference in the price of energy sold in the new energy auction through the Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD), since the energy no longer contracted in 3Q18 was sold in the free market at a price higher than the contract price in the regulated market in 3Q19 (R\$ 32 million).

SHPPs Source:

- Increase of R\$ 35 million in revenue from SHPPs, chiefly due to the different strategy of seasonal adjustment of physical guarantee in the agreements between the periods and the adjustments in agreements.

Biomass Source:

- Increase of R\$ 4 million in biomass revenue due to the higher generation at some plants (R\$ 6 million), partially offset by the strategy of contract seasonalization - lower in 3Q19 (R\$ 2 million).

Holding Company:

- Holding Company's revenue remained practically stable between the periods.

In 9M19, **Gross Operating Revenue** reached R\$ 1,422 million, representing a reduction of 5.2% (R\$ 77 million). **Net Operating Revenue** reached R\$ 1,345 million, representing a reduction of 5.3% (R\$ 76 million). These variations are mainly due to the factors that affected the quarter and the intercompany hedge and swap transactions settled to PLD in 2Q19 at Holding, partially offset by the adjustment in the prices of agreements.

Cost of Electric Power

	Cost of Electric Energy (R\$ Million)					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Cost of Electric Power Purchased for Resale	(81)	(85)	-5.0%	(152)	(197)	-23.1%
Charges for the Use of the Transmission and Distribution System	(26)	(24)	5.2%	(74)	(64)	15.2%
Financial Result	(106)	(109)	-2.7%	(226)	(262)	-13.7%

In 3Q19, **Cost of Electric Energy** totaled R\$ 106 million, representing a reduction of 2.7% (R\$ 3 million). In 9M19, **Cost of Electric Energy** totaled R\$ 226 million, a reduction of 13.7% (R\$ 36 million).

Energy purchase cost totaled R\$ 81 million in 3Q19, a reduction of 5.0% (R\$ 4 million). In 9M19, energy purchase cost totaled R\$ 152 million, a reduction of 23.1% (R\$ 46 million). These variations are mainly due to:

- (iv) lower energy volume purchased for hedge operations and energy deficits at wind farms that participated in the MCSD due to flat seasonality in 2018;
- (v) lower GSF in the periods.

Cost of charges for the use of the system totaled R\$ 26 million in 3Q19, an increase of 5.2% (R\$ 1 million), mainly due to the price adjustments in connection charges, as well as the distribution and transmission system use and connection tariffs. In 9M19, cost of charges for the use of the system totaled R\$ 74 million, an increase of 15.2% (R\$ 10 million), mainly due to: (i) price adjustment in connection charges, as well as the distribution and transmission system use and connection tariffs; and (ii) the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2Q18.

Operating Costs and Expenses

Operating Costs and Expenses reached R\$ 270 million in 3Q19, compared to R\$ 241 million in 3Q18, representing an increase of 12.0% (R\$ 29 million). In 9M19, **Operating Costs and Expenses** reached R\$ 775 million, compared to R\$ 716 million in 9M18, representing an increase of 8.3% (R\$ 59 million). The factors that explain these variations follow:

PMSO

	Reported PMSO (R\$ million)							
	3Q19	3Q18	Variation		9M19	9M18	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Reported PMSO								
Personnel	(31)	(25)	(6)	26.1%	(85)	(76)	(9)	11.5%
Material	(5)	(4)	(2)	40.8%	(13)	(21)	7	-35.5%
Outsourced Services	(52)	(44)	(7)	16.5%	(148)	(121)	(27)	22.5%
Other Operating Costs/Expenses	(20)	(13)	(8)	59.3%	(45)	(31)	(15)	47.9%
Total Reported PMSO	(109)	(86)	(23)	26.8%	(292)	(248)	(43)	17.4%

The PMSO item reached R\$ 109 million in 3Q19, compared to R\$ 86 million in 3Q18, an increase of 26.8% (R\$ 23 million), mainly due to:

- (i) the write-off of fixed assets of wind farms which were operated by Suzlon, in the amount of R\$ 9.1 million;
- (ii) price adjustment on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes, after the end of the partial grace period in the initial years of operation, in the amount of R\$ 6 million;
- (iii) the increase of expenses in the process of integration with CPFL Energia, in the amount of R\$ 4 million.

In 9M19, the PMSO item reached R\$ 292 million, compared to R\$ 248 million in 9M18, an increase of 17.4% (R\$ 43 million). This variation is mainly due to the factors that affected the quarter and:

- (i) the reversal of provision for impairment in 1Q18, which did not repeat in 1Q19;
- (ii) the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2Q18.

Other operating costs and expenses

Other operating costs and expenses, represented by Depreciation and Amortization accounts, reached R\$ 162 million in 3Q19, increase of 3.9% (R\$ 6 million). In 9M19, other operating costs and expenses reached R\$ 484 million, an increase of 3.4% (R\$ 16 million). These increases are mainly explained by the operational startup of Boa Vista II SHPP, in November 2018.

EBITDA

In 3Q19, EBITDA was of R\$ 384 million, compared to R\$ 427 million in 3Q18, a reduction of 10.0% (R\$ 43 million). This result is mainly due to: (i) the lower generation from the wind farms (R\$ 34 million), (ii) the price difference of energy sold at new energy auction versus the MCSD, in 3Q18 (R\$ 32 million); (iii) the write-off of fixed assets of wind farms which were operated by Suzlon (R\$ 9 million); and (iv) the price adjustment on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes (R\$ 6 million), after the end of the partial grace period in the initial years of operation. These items were partially offset by the different strategy of seasonal adjustment of physical guarantee in the agreements between the periods.

In 9M19, EBITDA was of R\$ 827 million, compared to R\$ 910 million in 9M18, a reduction of 9.1% (R\$ 83 million). This result is mainly due to: (i) the lower net revenue (R\$ 76 million); and (ii) the write-off of fixed assets of wind farms which were operated by Suzlon (R\$ 9 million).

EBITDA and Net Income conciliation (R\$ million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Net Income	124	121	2.3%	(8)	12	-
Depreciation and Amortization	162	156		484	468	
Financial Result	93	126		316	375	
Income Tax / Social Contribution	6	24		35	56	
EBITDA	384	427	-10.0%	827	910	-9.1%

Financial Result

Financial Result (R\$ Million)						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Revenues	43	35	23.1%	141	95	49.4%
Expenses	(135)	(161)	-16.1%	(457)	(469)	-2.7%
Financial Result	(93)	(126)	-26.8%	(316)	(375)	-15.8%

In 3Q19, net financial result registered a net financial expense of R\$ 93 million, a reduction of 26.8% (R\$ 34 million). Financial revenues totaled R\$ 43 million in 3Q19, up 23.1% from 3Q18 (R\$ 8 million), mainly due to revenue with inflation adjustment on financial settlements at CCEE, partially offset by the lower average CDI interest rate. Financial expenses totaled R\$ 135 million in 3Q19, down 16.1% from 3Q18 (R\$ 26 million), mainly due to: (i) the lower interest and inflation adjustment on loans and debentures due to the decline in the average CDI rate and the TJLP rate, and (ii) the reduction in debt expenses, especially the exchange of more expensive debts for a cheaper cost debenture. These effects were partially offset by the expenses with inflation adjustment on financial settlements at CCEE (GSF provision).

In 9M19, net financial result registered a net financial expense of R\$ 316 million, a reduction of 15.8% (R\$ 59 million). Financial revenues totaled R\$ 141 million in 9M19, up 49.4% from 9M18 (R\$ 47 million). Financial expenses totaled R\$ 457 million, down 2.7% from 9M18 (R\$ 12 million). These variations are mainly due to the factors that affected the quarter.

Net Income

In 3Q19, net income was of R\$ 124 million, compared to the net income of R\$ 121 million in 3Q18, an increase of 2.3% (R\$ 3 million). This performance reflects the improvement in the financial result and in the income tax and social contribution item.

In 9M19, it was registered a net loss of R\$ 8 million, compared to a net income of R\$ 12 million in 9M18. This performance reflects the lower EBITDA, partially offset by the improvement in the financial result.

6) ATTACHMENTS

6.1) Balance Sheet - Assets – CPFL Energia

(R\$ thousands)



ASSETS	Consolidated		
	09/30/2019	12/31/2018	09/30/2018
CURRENT			
Cash and Cash Equivalents	3.231.733	1.891.457	3.578.838
Consumers, Concessionaries and Licensees	5.046.010	4.547.951	5.186.078
Dividend and Interest on Equity	98.318	100.182	100.157
Recoverable Taxes	419.722	411.256	480.447
Derivatives	318.385	309.484	446.815
Sectoral Financial Assets	1.328.954	1.330.981	1.515.712
Concession Financial Assets	-	-	23.056
Contractual Assets	34.262	23.535	-
Other Credits	590.766	787.470	860.614
TOTAL CURRENT	11.068.152	9.402.316	12.191.717
NON-CURRENT			
Consumers, Concessionaries and Licensees	662.605	752.795	227.387
Judicial Deposits	876.539	854.374	863.438
Recoverable Taxes	430.881	253.691	240.430
Sectoral Financial Assets	325.012	223.880	764.847
Derivatives	536.754	347.507	484.402
Deferred Taxes	760.934	956.380	767.696
Concession Financial Assets	8.398.420	7.430.149	7.339.936
Investments at Cost	116.654	116.654	116.654
Other Credits	706.587	927.440	709.754
Investments	973.882	980.362	959.216
Property, Plant and Equipment	9.106.888	9.456.614	9.536.347
Contractual Assets	1.396.228	1.046.433	-
Intangible	9.264.793	9.462.935	10.509.451
TOTAL NON-CURRENT	33.556.177	32.809.214	32.519.557
TOTAL ASSETS	44.624.329	42.211.530	44.711.274

6.2) Balance Sheet - Liabilities – CPFL Energia

(R\$ thousands)



	Consolidated		
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	09/30/2019	12/31/2018	09/30/2018
CURRENT			
Suppliers	3.211.553	2.398.085	3.841.430
Loans and Financing	3.394.489	2.446.113	2.751.778
Debentures	584.682	917.352	1.646.527
Employee Pension Plans	123.486	86.623	76.619
Regulatory Charges	247.053	150.656	514.915
Taxes, Fees and Contributions	731.835	765.438	829.795
Dividend and Interest on Equity	512.257	532.608	38.440
Accrued Liabilities	174.024	119.252	167.982
Derivatives	1.377	8.139	32.648
Sectoral Financial Liabilities	-	-	-
Public Utilities	6.189	11.570	11.431
Other Accounts Payable	1.123.247	979.296	1.135.614
TOTAL CURRENT	10.110.192	8.415.132	11.047.179
NON-CURRENT			
Suppliers	334.949	333.036	139.096
Loans and Financing	8.256.512	8.989.846	8.556.530
Debentures	8.115.705	8.023.493	8.586.345
Employee Pension Plans	1.101.463	1.156.639	862.772
Taxes, Fees and Contributions	1.588	9.691	12.268
Deferred Taxes	1.087.252	1.136.227	1.288.800
Reserve for Tax, Civil and Labor Risks	821.032	979.360	997.547
Derivatives	4.092	23.659	7.350
Sectoral Financial Liabilities	137.539	46.703	73.434
Public Utilities	96.442	89.965	88.771
Other Accounts Payable	620.933	475.396	465.124
TOTAL NON-CURRENT	20.577.509	21.264.015	21.078.038
SHAREHOLDERS' EQUITY			
Capital	9.388.978	5.741.284	5.741.284
Capital Reserve	(1.640.962)	469.257	468.018
Legal Reserve	900.992	900.992	798.090
Statutory Reserve - Concession Financial Assets	-	-	-
Statutory Reserve - Strengthening of Working Capital	3.527.510	3.527.510	1.292.046
Other Comprehensive Income	(406.889)	(376.294)	(143.010)
Retained Earnings	1.879.755	-	2.216.629
	13.649.386	10.262.749	10.373.057
Non-Controlling Shareholders' Interest	287.242	2.269.634	2.213.000
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	13.936.627	12.532.383	12.586.057
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	44.624.329	42.211.530	44.711.274

6.3) Income Statement – CPFL Energia

(R\$ thousands)



	Consolidated					
	3Q19	3Q18	Variation	9M19	9M18	Variation
OPERATING REVENUES						
Electricity Sales to Final Customers	7.675.780	7.471.689	2,7%	23.213.292	21.128.905	9,9%
Electricity Sales to Distributors	1.787.762	1.827.963	-2,2%	4.456.730	4.143.917	7,5%
Revenue from building the infrastructure	561.861	462.838	21,4%	1.488.441	1.203.453	23,7%
Update of concession's financial asset	63.213	99.089	-36,2%	236.000	302.498	-22,0%
Sectorial financial assets and liabilities	238.278	1.088.508	-78,1%	(64.548)	1.942.754	-
Other Operating Revenues	1.337.955	1.224.217	9,3%	3.926.718	3.591.190	9,3%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	11.664.848	12.174.303	-4,2%	33.256.634	32.312.716	2,9%
NET OPERATING REVENUES	(3.918.367)	(4.044.018)	-3,1%	(11.346.400)	(10.862.411)	4,5%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES	7.746.482	8.130.285	-4,7%	21.910.234	21.450.306	2,1%
Electricity Purchased for Resale	(4.150.261)	(5.002.833)	-17,0%	(11.709.289)	(12.166.742)	-3,8%
Electricity Network Usage Charges	(629.141)	(398.629)	57,8%	(1.822.487)	(1.786.478)	2,0%
	(4.779.402)	(5.401.462)	-11,5%	(13.531.776)	(13.953.219)	-3,0%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(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%
Outsourced Services	(171.957)	(161.910)	6,2%	(515.415)	(498.564)	3,4%
Other Operating Costs/Expenses	(234.559)	(214.744)	9,2%	(612.981)	(463.284)	32,3%
<i>Allownce for Doubtful Accounts</i>	(61.016)	(45.495)	34,1%	(194.866)	(113.737)	71,3%
<i>Legal and judicial expenses</i>	(55.180)	(68.852)	-19,9%	(126.155)	(112.603)	12,0%
<i>Others</i>	(118.364)	(100.397)	17,9%	(291.960)	(236.944)	23,2%
Cost of building the infrastructure	(560.882)	(462.799)	21,2%	(1.487.416)	(1.203.405)	23,6%
Employee Pension Plans	(29.020)	(22.477)	29,1%	(85.322)	(67.432)	26,5%
Depreciation and Amortization	(361.480)	(316.362)	14,3%	(1.029.881)	(977.531)	5,4%
Amortization of Concession's Intangible	(56.431)	(71.327)	-20,9%	(200.650)	(214.122)	-6,3%
	(1.849.021)	(1.655.765)	11,7%	(5.213.140)	(4.646.595)	12,2%
EBITDA¹	1.618.024	1.547.772	4,5%	4.653.623	4.283.561	8,6%
INCOME FROM ELECTRIC ENERGY SERVICE	1.118.058	1.073.058	4,2%	3.165.318	2.850.491	11,0%
FINANCIAL REVENUES (EXPENSES)						
Financial Revenues	280.129	212.587	31,8%	718.061	578.817	24,1%
Financial Expenses	(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%
EQUITY ACCOUNTING						
Equity Accounting	82.055	87.025	-5,7%	257.774	241.416	6,8%
Assets Surplus Value Amortization	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	81.910	86.880	-5,7%	257.339	240.982	6,8%
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	1.067.610	880.966	21,2%	2.858.936	2.259.307	26,5%
Social Contribution	(86.711)	(70.757)	22,5%	(260.789)	(207.469)	25,7%
Income Tax	(233.160)	(183.986)	26,7%	(706.377)	(556.033)	27,0%
NET INCOME	747.739	626.223	19,4%	1.891.770	1.495.804	26,5%
Controlling Shareholders' Interest	676.956	553.728	22,3%	1.861.036	1.453.225	28,1%
Non-Controlling Shareholders' Interest	70.783	72.495	-2,4%	30.734	42.579	-27,8%

Note:

(1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, according to CVM Instruction no. 527/12.

6.4) Cash Flow – CPFL Energia

(R\$ thousands)



	Consolidated	2Q19	Last 12M
Beginning Balance		6.981.505	3.578.838
Net Income Before Taxes		1.067.610	3.539.606
Depreciation and Amortization		417.910	1.632.942
Interest on Debts and Monetary and Foreign Exchange Restatements		228.694	935.711
Consumers, Concessionaries and Licensees		(480.652)	(545.208)
Sectoral Financial Assets		(241.190)	851.881
Accounts Receivable - Resources Provided by the CDE/CCEE		10.543	58.501
Suppliers		490.216	(588.717)
Sectoral Financial Liabilities		2.913	(31.933)
Accounts Payable - CDE		(11.219)	47.717
Interest on Debts and Debentures Paid		(211.675)	(1.095.015)
Income Tax and Social Contribution Paid		(235.645)	(1.083.283)
Others		15.038	65.270
		<u>(15.067)</u>	<u>247.866</u>
Total Operating Activities		1.052.542	3.787.471
Investment Activities			
Purchases of Contract Asset, Property, Plant and Equipment and Intangible Assets		(616.103)	(2.274.820)
Others		<u>(4.067.928)</u>	<u>(3.954.666)</u>
Total Investment Activities		(4.684.031)	(6.229.486)
Financing Activities			
Capital Increase of Noncontrolling Shareholder		(679)	3.631.974
Loans and Debentures		825.263	6.585.378
Principal Amortization of Loans and Debentures, Net of Derivatives		(923.244)	(8.077.823)
Dividend and Interest on Equity Paid		(19.624)	(44.631)
Others		-	12
Total Financing Activities		(118.284)	2.094.910
Cash Flow Generation		(3.749.773)	(347.106)
Ending Balance - 09/30/2019		3.231.732	3.231.732

6.5) Income Statement – Conventional Generation Segment (R\$ thousands)



	Conventional Generation					
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
OPERATING REVENUE						
Electricity Sales to Distributors	320,484	322,851	-0.7%	920,152	898,295	2.4%
Revenue from construction of concession infrastructure	10,593	1,061	898.2%	11,230	1,317	752.8%
Other Operating Revenues	26,939	31,414	-14.2%	59,385	60,786	-2.3%
	358,017	355,327	0.8%	990,767	960,398	3.2%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUE	(34,369)	(47,885)	-28.2%	(100,004)	(100,987)	-1.0%
NET OPERATING REVENUE	323,647	307,442	5.3%	890,763	859,410	3.6%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(25,358)	(25,582)	-0.9%	(69,690)	(47,286)	47.4%
Electricity Network Usage Charges	(7,165)	(6,609)	8.4%	(20,827)	(20,338)	2.4%
	(32,523)	(32,191)	1.0%	(90,517)	(67,625)	33.9%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(10,046)	(8,523)	17.9%	(26,761)	(25,899)	3.3%
Material	(1,032)	(839)	22.9%	(2,720)	(2,133)	27.5%
Outsourced Services	(6,252)	(3,728)	67.7%	(18,587)	(14,209)	30.8%
Other Operating Costs/Expenses	(7,796)	(11,520)	-32.3%	(22,625)	(28,378)	-20.3%
Costs of infrastructure construction	(9,615)	(1,023)	840.3%	(10,205)	(1,269)	704.3%
Employee Pension Plans	(473)	(388)	21.8%	(1,419)	(1,165)	21.8%
Depreciation and Amortization	(27,192)	(24,857)	9.4%	(81,681)	(80,143)	1.9%
Amortization of Concession's Intangible	(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%
EBIT	226,228	221,883	2.0%	628,772	631,115	-0.4%
FINANCIAL INCOME (EXPENSE)						
Financial Income	12,697	18,290	-30.6%	35,926	54,899	-34.6%
Financial Expenses	(56,163)	(80,386)	-30.1%	(162,314)	(259,824)	-37.5%
	(43,467)	(62,096)	-30.0%	(126,388)	(204,925)	-38.3%
EQUITY ACCOUNTING						
Equity Accounting	82,055	87,025	-5.7%	257,774	241,416	6.8%
Assets Surplus Value Amortization	(145)	(145)	0.0%	(435)	(435)	0.0%
	81,910	86,880	-5.7%	257,339	240,982	6.8%
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	264,671	246,667	7.3%	759,723	667,171	13.9%
Social Contribution	(8,803)	(13,000)	-32.3%	(36,099)	(35,170)	2.6%
Income Tax	(23,705)	(35,323)	-32.9%	(99,132)	(96,607)	2.6%
NET INCOME (LOSS)	232,163	198,344	17.1%	624,492	535,395	16.6%

6.6) Income Statement – CPFL Renováveis

(R\$ thousands)



	Consolidated					
	3Q19	3Q18	Variation	9M19	9M18	Variation
OPERATING REVENUES						
Electricity Sales to Final Customers	5,169	4,935	4.7%	16,588	16,242	2.1%
Electricity Sales to Distributors	628,524	648,431	-3.1%	1,401,803	1,478,311	-5.2%
Other Operating Revenues	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%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	(35,033)	(34,735)	0.9%	(77,448)	(79,109)	-2.1%
NET OPERATING REVENUES	599,056	621,651	-3.6%	1,344,542	1,420,235	-5.3%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(80,733)	(84,948)	-5.0%	(151,752)	(197,336)	-23.1%
Electricity Network Usage Charges	(25,553)	(24,290)	5.2%	(74,143)	(64,346)	15.2%
	(106,285)	(109,238)	-2.7%	(225,895)	(261,682)	-13.7%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(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%
Outsourced Services	(51,533)	(44,232)	16.5%	(148,208)	(120,995)	22.5%
Other Operating Costs/Expenses	(20,470)	(12,846)	59.3%	(45,336)	(30,657)	47.9%
Depreciation and Amortization	(121,954)	(116,673)	4.5%	(364,532)	(350,656)	4.0%
Amortization of Concession's Intangible	(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%
INCOME FROM ELECTRIC ENERGY SERVICE	222,439	271,095	-17.9%	343,171	442,466	-22.4%
FINANCIAL REVENUES (EXPENSES)						
Financial Revenues	42,584	34,598	23.1%	141,371	94,610	49.4%
Financial Expenses	(135,205)	(161,064)	-16.1%	(456,871)	(469,410)	-2.7%
	(92,620)	(126,466)	-26.8%	(315,500)	(374,799)	-15.8%
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	129,819	144,629	-10.2%	27,671	67,667	-59.1%
Social Contribution	(2,970)	(9,167)	-67.6%	(12,721)	(20,047)	-36.5%
Income Tax	(2,962)	(14,416)	-79.5%	(22,584)	(35,635)	-36.6%
NET INCOME	123,887	121,047	2.3%	(7,634)	11,985	-

Note:

(1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, according to CVM Instruction no. 527/12.

6.7) Income Statement – Distribution Segment

(R\$ thousand)



	Consolidated			9M19	9M18	Variation
	3Q19	3Q18	Variation			
OPERATING REVENUE						
Electricity Sales to Final Customers	7.118.937	6.989.874	1,8%	21.615.399	19.701.037	9,7%
Electricity Sales to Distributors	618.941	513.749	20,5%	1.658.946	1.088.572	52,4%
Revenue from building the infrastructure	551.267	461.777	19,4%	1.477.211	1.202.136	22,9%
Adjustments to the concession's financial asset	63.213	99.089	-36,2%	236.000	302.498	-22,0%
Sectoral financial assets and liabilities	238.278	1.088.508	-78,1%	(64.548)	1.942.754	-
Other Operating Revenues	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%
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUE	(3.736.085)	(3.852.262)	-3,0%	(10.856.016)	(10.390.872)	4,5%
NET OPERATING REVENUE	6.134.239	6.464.965		17.836.864	17.306.904	3,1%
COST OF ELECTRIC ENERGY SERVICES						
Electricity Purchased for Resale	(3.406.107)	(4.218.803)	-19,3%	(9.804.238)	(10.195.773)	-3,8%
Electricity Network Usage Charges	(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%
OPERATING COSTS AND EXPENSES						
Personnel	(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%
Outsourced Services	(211.696)	(210.581)	0,5%	(638.209)	(626.909)	1,8%
Other Operating Costs/Expenses	(205.908)	(190.890)	7,9%	(545.844)	(411.285)	32,7%
<i>Allowance for Doubtful Accounts</i>	(61.105)	(47.746)	28,0%	(193.538)	(115.790)	67,1%
<i>Legal and Judicial Expenses</i>	(53.444)	(71.633)	-25,4%	(121.873)	(112.017)	8,8%
<i>Others</i>	(91.359)	(71.511)	27,8%	(230.433)	(183.479)	25,6%
Cost of building the infrastructure	(551.267)	(461.777)	19,4%	(1.477.211)	(1.202.136)	22,9%
Employee Pension Plans	(28.547)	(22.089)	29,2%	(83.903)	(66.267)	26,6%
Depreciation and Amortization	(189.965)	(168.495)	12,7%	(548.100)	(527.963)	3,8%
Amortization of Concession's Intangible	(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		2.698.642	2.277.902	18,5%
EBIT	641.590	535.382		2.108.144	1.707.540	23,5%
FINANCIAL INCOME (EXPENSE)						
Financial Income	168.428	154.871	8,8%	461.587	413.535	11,6%
Financial Expenses	(211.289)	(252.585)	-16,3%	(635.609)	(662.568)	-4,1%
Interest on Equity						
	(42.861)	(97.714)	-56,1%	(174.022)	(249.033)	-30,1%
INCOME BEFORE TAXES ON INCOME	598.729	437.668		1.934.122	1.458.507	32,6%
Social Contribution	(60.036)	(43.109)	39,3%	(189.737)	(143.348)	32,4%
Income Tax	(163.822)	(117.665)	39,2%	(517.394)	(394.034)	31,3%
NET INCOME	374.871	276.894		1.226.991	921.126	33,2%

Note:

(1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

6.8) Economic-Financial performance by Distributor

(R\$ thousand)



Summary of Income Statement by Distribution Company (R\$ Thousands)						
	CPFL PAULISTA			CPFL PIRATININGA		
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	4.349.461	4.574.682	-4,9%	12.443.979	12.051.451	3,3%
Net Operating Revenue	2.749.311	2.914.610	-5,7%	7.836.471	7.612.682	2,9%
Cost of Electric Power	(1.864.038)	(2.114.248)	-11,8%	(5.242.398)	(5.344.757)	-1,9%
Operating Costs & Expenses	(602.689)	(551.549)	9,3%	(1.685.718)	(1.506.793)	11,9%
EBIT	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%
Financial Income (Expense)	(7.742)	(29.004)	-73,3%	(47.350)	(63.925)	-25,9%
Income Before Taxes	274.842	219.809	25,0%	861.004	697.208	23,5%
Net Income	176.837	140.604	25,8%	553.156	443.747	24,7%
RGE						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	3.262.130	3.476.585	-6,2%	9.640.653	9.433.842	2,2%
Net Operating Revenue	1.970.728	2.130.869	-7,5%	5.872.192	5.840.009	0,6%
Cost of Electric Power	(1.184.068)	(1.446.770)	-18,2%	(3.559.954)	(3.873.747)	-8,1%
Operating Costs & Expenses	(583.895)	(493.697)	18,3%	(1.582.770)	(1.372.607)	15,3%
EBIT	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%
Financial Income (Expense)	(28.040)	(46.699)	-40,0%	(89.979)	(132.476)	-32,1%
Income Before Taxes	174.726	143.704	21,6%	639.490	461.180	38,7%
Net Income	105.913	88.667	19,5%	400.153	287.618	39,1%
CPFL SANTA CRUZ						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Gross Operating Revenue	457.495	474.930	-3,7%	1.312.472	1.282.036	2,4%
Net Operating Revenue	305.527	310.997	-1,8%	904.548	845.044	7,0%
Cost of Electric Power	(183.840)	(200.989)	-8,5%	(515.422)	(523.998)	-1,6%
Operating Costs & Expenses	(94.289)	(74.351)	26,8%	(257.186)	(219.784)	17,0%
EBIT	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%
Financial Income (Expense)	(2.002)	(6.440)	-68,9%	(9.020)	(12.554)	-28,2%
Income Before Taxes	25.395	29.217	-13,1%	122.920	88.707	38,6%
Net Income	15.339	19.807	-22,6%	78.062	57.657	35,4%

Note:

(1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization, as CVM Instruction no. 527/12.

6.9) Sales within the Concession Area by Distributor

(In GWh)



CPFL Paulista						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	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%
Commercial	1,274	1,257	1.3%	4,254	4,123	3.2%
Others	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						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	914	915	-0.1%	3,016	2,932	2.9%
Industrial	1,502	1,663	-9.7%	4,574	4,926	-7.1%
Commercial	570	559	2.0%	1,904	1,836	3.7%
Others	311	307	1.4%	969	902	7.4%
Total	3,298	3,444	-4.2%	10,462	10,596	-1.3%
RGE						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	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%
Commercial	577	587	-1.6%	1,959	1,988	-1.5%
Others	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						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	198	193	2.2%	618	595	3.8%
Industrial	264	251	5.2%	797	735	8.5%
Commercial	84	80	4.8%	275	260	5.8%
Others	190	184	3.2%	556	540	2.9%
Total	736	708	3.8%	2,247	2,131	5.4%

6.10) Sales to the Captive Market by Distributor

(in GWh)



cpfl paulista



cpfl piratininga



RGE
Uma empresa CPFL Energia



cpfl santa cruz

CPFL Paulista						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	2,205	2,180	1.2%	7,208	6,968	3.5%
Industrial	587	626	-6.2%	1,768	1,886	-6.2%
Commercial	937	941	-0.5%	3,130	3,096	1.1%
Others	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						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	914	915	-0.1%	3,016	2,932	2.9%
Industrial	249	291	-14.6%	763	861	-11.5%
Commercial	399	397	0.3%	1,351	1,321	2.3%
Others	257	263	-2.5%	826	775	6.6%
Total	1,818	1,867	-2.6%	5,955	5,889	1.1%
RGE						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	1,315	1,339	-1.8%	4,195	4,153	1.0%
Industrial	458	539	-15.0%	1,397	1,543	-9.5%
Commercial	488	517	-5.6%	1,671	1,752	-4.6%
Others	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						
	3Q19	3Q18	Var.	9M19	9M18	Var.
Residential	198	193	2.2%	618	595	3.8%
Industrial	93	101	-7.6%	287	300	-4.4%
Commercial	77	75	2.7%	255	244	4.3%
Others	190	184	3.0%	555	540	2.7%
Total	558	554	0.7%	1,714	1,680	2.1%

6.11) Information on Interest in Companies

Energy distribution	Company Type	Equity Interest	Location (State)	Number of municipalities	Approximate number of consumers (in thousands)	Concession term	End of the concession
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Publicly-quoted corporation	Direct 100%	Countryside of São Paulo	234	4.558	30 years	November 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Publicly-quoted corporation	Direct 100%	Countryside and seaside of São Paulo	27	1.782	30 years	October 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE") (a)	Publicly-quoted corporation	Direct and Indirect 100%	Countryside of Rio Grande do Sul	381	2.913	30 years	November 2027
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Private corporation	Direct 100%	Countryside of São Paulo, Paraná and Minas Gerais	45	464	30 years	July 2045

Note:

- (a) On December 31, 2018, was approved the grouping of the concessions of the distribution companies RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul") and Rio Grande Energia S.A. ("RGE"), considering RGE Sul as the Merging Company and RGE as the Merged Company;

Energy generation (conventional and renewable sources)	Company Type	Equity Interest	Location (State)	Number of plants / type of energy	Installed capacity	
					Total	CPFL participation
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Publicly-quoted corporation	Direct 100%	São Paulo and Goiás	3 Hydroelectric (b)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Private corporation	Indirect 65%	Rio Grande do Sul	3 Hydroelectric	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Private corporation	Indirect 51% (c)	Santa Catarina and Rio Grande do Sul	1 Hydroelectric	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Private corporation	Indirect 48.72%	Santa Catarina	1 Hydroelectric	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Publicly-quoted corporation	Indirect 25.01%	Santa Catarina and Rio Grande do Sul	1 Hydroelectric	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Private corporation	Indirect 53.34%	Paraíba	2 Thermoelectric	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Private corporation	Indirect 59.93% (d)	Tocantins	1 Hydroelectric	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Publicly-quoted corporation	Direct and Indirect 99.94%	See chapter 11.4.2	See chapter 11.4.2	See chapter 11.4.2	See chapter 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Limited company	Direct 100%	São Paulo and Minas Gerais	6 MHPPs	4	4

Transmission	Company Type	Core activity	Equity Interest
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Piracicaba")	Privately-held corporation	Electric energy transmission services	Indirect 100%
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Morro Agudo")	Privately-held corporation	Electric energy transmission services	Indirect 100%
CPFL Transmissão Maracanáú S.A. ("CPFL Maracanáú")	Privately-held corporation	Electric energy transmission services	Indirect 100%
CPFL Transmissão Sul I S.A. ("CPFL Sul I")	Privately-held corporation	Electric energy transmission services	Indirect 100%
CPFL Transmissão Sul II S.A. ("CPFL Sul II")	Privately-held corporation	Electric energy transmission services	Indirect 100%

Notes:

- (b) CPFL Geração holds 51.54% of the assured power and power of the Serra da Mesa HPP, whose concession belongs to Furnas. The Cariobinha HPP and the Carioba TPP projects are deactivated pending the position of the Ministry of Mines and Energy on the anticipated closure of its concession and are not included in the table;
 (c) The joint venture Chapecoense fully consolidates the interim financial statements of its direct subsidiary, Foz de Chapecó;
 (d) Paulista Lajeado has a 7% participation in the installed power of Investco S.A. (5.94% share of its capital).

Energy commercialization	Company Type	Core activity	Equity Interest
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Private corporation	Energy commercialization	Direct 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Limited company	Commercialization and provision of energy services	Indirect 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Private corporation	Energy commercialization	Indirect 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Limited company	Energy commercialization	Direct 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Private corporation	Energy commercialization	Indirect 100%

Services	Company Type	Core activity	Equity Interest
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Private corporation	Manufacturing, commercialization, rental and maintenance of electro-mechanical equipment and service provision	Direct 100%
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra") (g)	Limited company	Infrastructure and Fleet Services	Direct 100%
Nect Servicos Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas") (g)	Limited company	Human Resources Services	Direct 100%
Nect Servicos Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças") (g)	Limited company	Financial services	Direct 100%
Nect Servícios Adm de Suprimentos e Logística Ltda ("CPFL Supre") (g)	Limited company	Supply & Logistics Services	Direct 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Limited company	Provision of telephone answering services	Direct 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Limited company	Billing and collection services	Direct 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL Eficiência")	Private corporation	Management in Energy Efficiency	Direct 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Limited company	IT services	Direct 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Private corporation	Electric energy generation services	Indirect 100%

Others	Company Type	Core activity	Equity Interest
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari Geração")	Limited company	Venture capital company	Direct 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Private corporation	Venture capital company	Indirect 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Private corporation	Venture capital company	Indirect 99.95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Private corporation	Telecommunication services	Direct 100%

6.12) Reconciliation of Net Debt/EBITDA Pro Forma ratio of CPFL Energia for purposes of financial covenants calculation (R\$ million)

Net Debt Pro Forma Reconciliation (3Q19)

Net debt - Generation projects

Sep-19	Majority-controlled subsidiaries (fully consolidated)				Investees accounted for under the equity method					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	ENERCAN	BAESA	Chapecoense	EPASA	Subtotal	
Borrowings and Debentures	430	5.171	-	5.601	384	-	1.086	160	1.630	7.232
(-) Cash and Cash Equivalents	(114)	(905)	(5)	(1.024)	(63)	(23)	(133)	(60)	(279)	(1.303)
Net Debt	316	4.266	-5.343	4.577	322	-23	953	100	1.352	5.929
CPFL Stake (%)	65,00%	99,94%	59,93% -		48,72%	25,01%	51,00%	53,34% -		-
Net Debt in Generation Projects	205	4.264	-3	4.466	157	-6	486	53	690	5.156
Reconciliation										
CPFL Energia										
Gross Debt		19.502								
(-) Cash and Cash Equivalents		(3.232)								
Net Debt (IFRS)		16.270								
(-) Fully Consolidated Projects		(4.577)								
(+) Proportional Consolidation		5.156								
Net Debt (Pro Forma)		16.849								

EBITDA Pro Forma Reconciliation (3Q19 - LTM)

EBITDA - Generation Projects

3Q19LTM	Majority-controlled subsidiaries (fully consolidated)				Investees accounted for under the equity method					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	ENERCAN	BAESA	Chapecoense	EPASA	Subtotal	
Net operating revenue	335	1.861	41	2.237	645	293	869	703	2.510	4.747
Operating cost and expense	(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
CPFL stake (%)	65,00%	99,94%	59,93% -		48,72%	25,01%	51,00%	53,34% -		-
Proportional EBITDA	157	1.125	9	1.291	225	24	343	139	731	2.023
Reconciliation										
CPFL Energia - 3Q19 LTM										
Net income		2.562								
Amortization		1.633								
Financial Results		834								
Income Tax /Social Contribution		978								
EBITDA		6.007								
(-) Equity income		(351)								
(-) EBITDA - Fully consolidated projects		(1.383)								
(+) Proportional EBITDA		2.023								
EBITDA Pro Forma		6.296								
Net Debt / EBITDA Pro Forma		2,68x								

Note: in accordance with financial covenants calculation in cases of assets acquired by the Company.