

Campinas, 12 de novembro de 2018 – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T18**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 3T17, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 3T18

Indicadores (R\$ Milhões)	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.249	15.933	2,0%	50.193	48.748	3,0%
Mercado Cativo	10.808	10.770	0,3%	34.082	33.894	0,6%
Cliente Livre	5.441	5.162	5,4%	16.111	14.854	8,5%
Receita Operacional Bruta	12.174	11.073	9,9%	32.313	28.960	11,6%
Receita Operacional Líquida	8.130	7.784	4,4%	21.450	19.285	11,2%
EBITDA ⁽¹⁾	1.548	1.275	21,4%	4.284	3.498	22,5%
Lucro Líquido	626	390	60,5%	1.496	745	100,6%
Investimentos ⁽²⁾	525	544	-3,6%	1.373	1.923	-28,6%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;
- (2) Inclui investimentos relacionados ao segmento de transmissão; de acordo com o IFRIC 12, foram registrados como "Ativos Financeiros da Concessão" (ativo não circulante). Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 3T18

- **Aumento das vendas** na área de concessão **(+2,0%)**, com destaque para os crescimentos das classes residencial **(+2,0%)** e industrial **(+2,4%)**;
- Aumentos de **4,4% na Receita Operacional Líquida** e de **21,4% no EBITDA**;
- Dívida líquida de **R\$ 15,5 bilhões** e alavancagem de **2,92x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 525 milhões**;
- Projetos vencedores no 28º LEN – Leilão A-6 (ago/18): **PCH Cherobim**, com capacidade instalada de 28,0 MW, e **Complexo Eólico Gameleira**, com capacidade instalada de 69,3 MW.

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

- Terça-feira, 13 de novembro de 2018 – 11h00 (Brasília), 08h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-800-492-3904 (EUA) e 1-646-828-8246 (Outros Países)

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	5
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	5
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	6
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	6
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	7
2.2) Capacidade Instalada da Geração.....	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	11
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	11
3.4) Consolidação das Transmissoras	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	12
4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	13
4.3) Receita Operacional	13
4.4) Custo com Energia Elétrica	14
4.5) Custos e Despesas Operacionais	16
4.6) EBITDA.....	18
4.7) Resultado Financeiro.....	19
4.8) Lucro Líquido.....	21
5) ENDIVIDAMENTO.....	22
5.1) Dívida (IFRS).....	22
5.1.1) Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (set/18)	23
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	24
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	24
5.2.2) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	25
6) INVESTIMENTOS	25
6.1) Investimentos Realizados	25
6.2) Investimentos Previstos	26
7) MERCADO DE CAPITALIS.....	27
7.1) Desempenho das Ações	27
7.2) Volume Médio Diário	27
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	28
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	29
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	30
10.1) Segmento de Distribuição	30
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	30
10.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	30
10.1.1.2) Receita Operacional.....	31
10.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	33
10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	34
10.1.1.5) EBITDA.....	36
10.1.1.6) Resultado Financeiro	37
10.1.1.7) Lucro Líquido.....	39

10.1.2) Eventos Tarifários.....	39
10.1.3) Indicadores Operacionais.....	42
10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	43
10.2.1) Segmento de Comercialização	43
10.2.2) Segmento de Serviços	44
10.3) Segmento de Geração Convencional	45
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	45
10.3.1.1) Receita Operacional.....	45
10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	46
10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais.....	46
10.3.1.4) Equivalência Patrimonial	48
10.3.1.5) EBITDA.....	49
10.3.1.6) Resultado Financeiro	50
10.3.1.7) Lucro Líquido.....	51
10.4) CPFL Renováveis.....	51
10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	51
10.4.1.1) Receita Operacional.....	52
10.4.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	53
10.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais.....	53
10.4.1.4) EBITDA.....	54
10.4.1.5) Resultado Financeiro	55
10.4.1.6) Lucro Líquido.....	55
10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	55
11) ANEXOS.....	57
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	57
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	58
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	59
11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	60
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	61
11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	62
11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	63
11.8) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	64
11.9) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	65
11.10) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	66
11.11) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	67

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O Grupo CPFL seguiu bastante ativo no terceiro trimestre deste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, bem como acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do Grupo CPFL no 3T18 refletiram o crescimento das vendas de energia em todas as classes de consumo, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros nos últimos doze meses no Brasil.

O segmento de distribuição apresentou incremento nas vendas de energia (+2,0%). As classes residencial, industrial e comercial registraram variações de mercado de 2,0%, 2,4% e 0,2%, respectivamente, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica.

A geração de caixa operacional do Grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.548 milhões no 3T18 (+21,4%), refletindo os resultados positivos de todos os segmentos de negócios. Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 718 milhões no 3T18 (+47,1%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária (4º ciclo) da CPFL Paulista, RGE Sul (ambos em abril de 2018) e RGE (em junho de 2018). Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior eficiência e foco aos negócios.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos no terceiro trimestre, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 525 milhões nesse período.

Dentre as iniciativas de valor, vale mencionar a criação CPFL Soluções, que reúne serviços e produtos antes oferecidos sob as marcas CPFL Brasil, CPFL Serviços e CPFL Eficiência. Dessa forma, passamos a ter uma plataforma integrada de interação com os clientes que buscam soluções para comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

Também tivemos a participação da CPFL Renováveis no Leilão A-6 de agosto de 2018. A Companhia venceu com os seguintes projetos: (i) PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, e (ii) Complexo Eólico Gameleira, com 69,3 MW de capacidade instalada, localizado no estado do Rio Grande do Norte.

Ainda em relação à CPFL Renováveis, apresentamos avanços em relação à OPA Mandatória da Companhia. Em 11 de outubro, a CVM deferiu o pedido de registro da OPA por alienação indireta de controle. Em 22 de outubro, a Companhia divulgou um Fato Relevante informando sobre a publicação, naquela data, do Edital da Oferta. O leilão ocorrerá em 26 de novembro.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,92 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, abaixo do nível verificado ao longo de 2017 e no 1S18. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros têm beneficiado a Companhia.

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

Andre Dorf
Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Mercado Cativo	10.808	10.770	0,3%	34.082	33.894	0,6%
Cliente Livre	5.441	5.162	5,4%	16.111	14.854	8,5%
Total	16.249	15.933	2,0%	50.193	48.748	3,0%

No 3T18, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.249 GWh, um aumento de 2,0%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 10.808 GWh no 3T18, um aumento de 0,3%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 5.441 GWh no 3T18, um aumento de 5,4%.

No 9M18, as vendas na área de concessão totalizaram 50.193 GWh, um aumento de 3,0%. As vendas para o mercado cativo totalizaram 34.082 GWh no 9M18, um aumento de 0,6%. Já a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiu 16.111 GWh no 9M18, um aumento de 8,5%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T18	3T17	Var.	Part.	9M18	9M17	Var.	Part.
Residencial	4.627	4.538	2,0%	28,5%	14.647	14.256	2,7%	29,2%
Industrial	6.368	6.221	2,4%	39,2%	18.653	18.030	3,5%	37,2%
Comercial	2.482	2.478	0,2%	15,3%	8.207	8.101	1,3%	16,4%
Outros	2.772	2.697	2,8%	17,1%	8.685	8.361	3,9%	17,3%
Total	16.249	15.933	2,0%	100,0%	50.193	48.748	3,0%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.9.

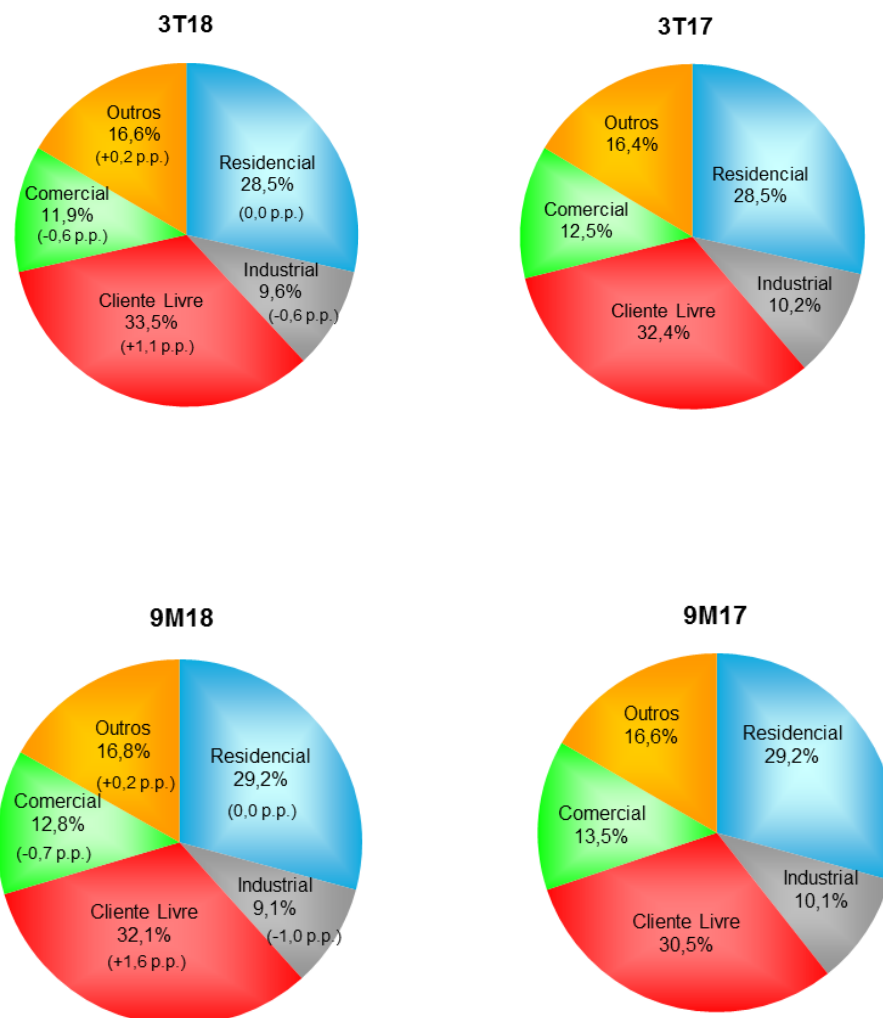
Destacam-se no 3T18, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (28,5% e 15,3% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 2,0% e 0,2%, respectivamente. Destaque para a classe residencial da RGE (+6,3%) e da RGE Sul (+4,0%), onde o efeito da temperatura contribuiu para o crescimento do consumo.
- **Classe Industrial (39,2% das vendas totais):** aumento de 2,4%. Destaque para os crescimentos na CPFL Piratininga (+4,3%), RGE (+3,7%) e RGE Sul (+4,8%). Mesmo com um índice de confiança baixo por consequência do cenário político, tivemos um crescimento nas vendas, com destaques para as atividades dos seguintes segmentos da indústria: químico, veículos automotores, borracha e plástico e alimentos.

Destacam-se no 9M18, na área de concessão:

- **Classes Residencial e Comercial (29,2% e 16,4% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 2,7% e 1,3%, respectivamente. As temperaturas mais baixas no primeiro trimestre foram compensadas por temperaturas mais altas nos últimos seis meses, contribuindo para um crescimento das vendas no acumulado do ano.
- **Classe Industrial (37,2% das vendas totais):** aumento de 3,5%, refletindo o desempenho positivo das atividades dos principais segmentos da indústria na área de concessão da CPFL Energia (químico, veículos automotores, borracha e plástico, alimentos e metalurgia).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T17/9M17 para o 3T18/9M18.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	4.627	4.538	2,0%	14.647	14.256	2,7%
Industrial	1.557	1.631	-4,5%	4.590	4.939	-7,1%
Comercial	1.931	1.988	-2,9%	6.413	6.584	-2,6%
Outros	2.693	2.613	3,1%	8.432	8.116	3,9%
Total	10.808	10.770	0,3%	34.082	33.894	0,6%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.10.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 10.808 GWh no 3T18, um aumento de 0,3% (37 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+2,0%); o desempenho das classes industrial (-4,5%) e comercial (-2,9%) reflete a migração de clientes para o mercado livre.

No 9M18, as vendas para o mercado cativo totalizaram 34.082 GWh, um aumento de 0,6% (188 GWh), devido principalmente ao desempenho da classe residencial (+2,7%); o desempenho das classes industrial (-7,1%) e comercial (-2,6%) também reflete a migração de clientes para o mercado livre.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Industrial	4.811	4.590	4,8%	14.063	13.091	7,4%
Comercial	551	489	12,7%	1.794	1.517	18,3%
Outros	79	84	-5,9%	254	246	3,2%
Total	5.441	5.162	5,4%	16.111	14.854	8,5%

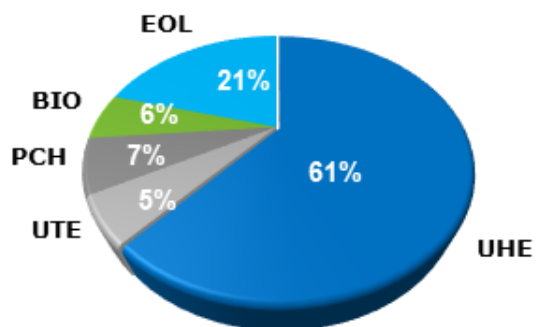
Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
CPFL Paulista	2.493	2.421	3,0%	7.434	6.950	7,0%
CPFL Piratininga	1.577	1.478	6,6%	4.707	4.274	10,1%
RGE	624	596	4,7%	1.804	1.725	4,6%
RGE Sul	593	534	11,0%	1.715	1.538	11,5%
CPFL Santa Cruz	155	133	16,3%	451	368	22,5%
Total	5.441	5.162	5,4%	16.111	14.854	8,5%

2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 3T18, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 3.283 MW.

Capacidade Instalada da Geração

Total: 3.283 MW



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

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

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

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

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

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.468	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	1.746	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.505	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.358	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz") (d)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	454	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 Hidrelétricas (a)	1.295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (b)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,60%	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 CGHs	4	4

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

Notas:

- (a) 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.
- (b) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- (c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);
- (d) Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguarí de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz".

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

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

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

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

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

3.2) Consolidação da RGE Sul

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

3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro

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

3.4) Consolidação das Transmissoras

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

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	12.174	11.073	9,9%	32.313	28.960	11,6%
Receita Operacional Líquida	8.130	7.784	4,4%	21.450	19.285	11,2%
Custo com Energia Elétrica	(5.401)	(5.246)	3,0%	(13.953)	(12.205)	14,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.656)	(1.738)	-4,7%	(4.647)	(4.978)	-6,7%
Resultado do Serviço	1.073	800	34,2%	2.850	2.102	35,6%
EBITDA¹	1.548	1.275	21,4%	4.284	3.498	22,5%
Resultado Financeiro	(279)	(343)	-18,8%	(832)	(1.198)	-30,5%
Lucro Antes da Tributação	881	546	61,2%	2.259	1.157	95,2%
Lucro Líquido	626	390	60,5%	1.496	745	100,6%

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

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

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
3T18								
Receita operacional líquida	6.465	307	622	981	140	-	(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
3T17								
Receita operacional líquida	6.131	306	585	986	128	0	(352)	7.784
Custos e despesas operacionais	(5.643)	(75)	(177)	(944)	(107)	(5)	352	(6.600)
Depreciação e amortização	(175)	(30)	(158)	(1)	(5)	(16)	-	(385)
Resultado do serviço	314	201	250	41	15	(21)	-	800
Equivalência patrimonial	-	90	-	-	-	-	-	90
EBITDA	488	321	408	42	21	(5)	(0)	1.275
Resultado financeiro	(132)	(62)	(131)	(4)	0	(15)	0	(343)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	182	229	119	37	16	(36)	-	546
Imposto de renda e contribuição social	(77)	(41)	(24)	(12)	(3)	1	-	(156)
Lucro (prejuízo) líquido	104	187	95	26	13	(35)	-	390
Variação								
Receita operacional líquida	5,4%	0,4%	6,3%	-0,5%	10,1%	-100,0%	9,3%	4,4%
Custos e despesas operacionais	1,8%	-22,7%	10,0%	-0,7%	1,8%	55,4%	9,3%	1,1%
Depreciação e amortização	4,6%	-9,5%	-1,4%	-19,6%	11,2%	-2,2%	-	0,8%
Resultado do serviço	70,7%	10,6%	8,5%	3,2%	67,1%	12,1%	-	34,2%
Equivalência patrimonial	-	-3,5%	-	-	-	-	-	-3,5%
EBITDA	47,1%	4,7%	4,7%	2,8%	53,2%	55,4%	-100,0%	21,4%
Resultado financeiro	-25,9%	0,0%	-3,5%	-71,7%	-89,4%	-	-100,0%	-18,8%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	140,7%	7,9%	21,7%	11,4%	63,2%	-56,9%	-	61,2%
Imposto de renda e contribuição social	107,8%	17,4%	-1,8%	24,5%	99,6%	-	-	63,1%
Lucro (prejuízo) líquido	165,1%	5,8%	27,6%	5,5%	54,0%	-52,0%	-	60,5%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
9M18								
Receita operacional líquida	17.307	859	1.420	2.534	380	-	(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
9M17								
Receita operacional líquida	15.327	895	1.368	2.370	346	1	(1.022)	19.285
Custos e despesas operacionais	(13.760)	(224)	(501)	(2.252)	(285)	(40)	1.022	(16.041)
Depreciação e amortização	(524)	(90)	(462)	(2)	(14)	(49)	-	(1.142)
Resultado do serviço	1.042	581	406	115	46	(88)	-	2.102
Equivalência patrimonial	-	253	-	-	-	-	-	253
EBITDA	1.566	924	867	117	61	(39)	(0)	3.498
Resultado financeiro	(479)	(265)	(387)	(25)	2	(44)	0	(1.198)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	563	568	18	90	49	(132)	-	1.157
Imposto de renda e contribuição social	(235)	(100)	(50)	(29)	(11)	14	-	(412)
Lucro (prejuízo) líquido	328	469	(32)	61	38	(118)	-	745
Variação								
Receita operacional líquida	12,9%	-4,0%	3,8%	6,9%	9,7%	-100,0%	2,7%	11,2%
Custos e despesas operacionais	9,2%	-37,2%	1,8%	8,8%	5,4%	-35,1%	2,7%	8,5%
Depreciação e amortização	8,8%	-3,1%	1,4%	-25,5%	16,9%	-4,3%	-	4,3%
Resultado do serviço	63,8%	8,7%	9,1%	-30,3%	34,4%	-16,9%	-	35,6%
Equivalência patrimonial	-	-4,6%	-	-	-	-	-	-4,6%
EBITDA	45,4%	3,9%	5,0%	-30,2%	30,3%	-33,0%	-100,0%	22,5%
Resultado financeiro	-48,0%	-22,7%	-3,2%	-46,4%	-	-	-100,0%	-30,5%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	158,9%	17,4%	266,8%	-25,8%	26,8%	-52,5%	-	95,2%
Imposto de renda e contribuição social	128,3%	32,0%	11,3%	-18,4%	42,6%	-93,8%	-	85,5%
Lucro (prejuízo) líquido	180,9%	14,2%	-	-29,4%	22,3%	-47,7%	-	100,6%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

4.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 3T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.089 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.245 milhões no 3T17, uma redução de 12,6% (R\$ 156 milhões). No 9M18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.943 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.049 milhões no 9M17, um aumento de 85,2% (R\$ 893 milhões).

Em 30 de setembro de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 2.207 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 1.094 milhões em 30 de junho de 2018 e um saldo negativo de R\$ 107 milhões em 30 de setembro de 2017.

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

4.3) Receita Operacional

No 3T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 12.174 milhões, representando um aumento de 9,9% (R\$ 1.101 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 4.044 milhões no 3T18, representando um aumento de 22,9% (R\$ 755 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 8.130 milhões no 3T18, registrando um aumento de 4,4% (R\$ 346 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 334 milhões (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);

- Aumento de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 37 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 13 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 1 milhão;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 33 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 5 milhões.

No 9M18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 32.313 milhões, representando um aumento de 11,6% (R\$ 3.353 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 10.862 milhões no 9M18, representando um aumento de 12,3% (R\$ 1.188 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 21.450 milhões no 9M18, registrando um aumento de 11,2% (R\$ 2.165 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.980 milhões (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 164 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Renovável, no montante de R\$ 52 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 34 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 36 milhões;
- Redução de R\$ 28 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 1 milhão.

4.4) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	751	596	25,9%	2.025	1.764	14,8%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	82	74	11,5%	250	216	15,5%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	4.660	4.582	1,7%	11.077	10.466	5,8%
Crédito de PIS e COFINS	(490)	(478)	2,4%	(1.186)	(1.134)	4,5%
Total	5.003	4.773	4,8%	12.167	11.312	7,6%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	487	492	-0,9%	1.630	988	65,0%
Encargos de Transporte de Itaipu	71	66	6,6%	198	97	104,8%
Encargos de Conexão	46	31	48,1%	116	91	28,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	13	8	76,0%	35	30	17,1%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(178)	(76)	135,6%	(138)	(224)	-38,2%
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	(0)	276,2%	135	(0)	-
Crédito de PIS e COFINS	(40)	(47)	-16,2%	(189)	(87)	116,7%
Total	399	473	-15,8%	1.786	894	99,9%
Custo com Energia Elétrica	5.401	5.246	3,0%	13.953	12.205	14,3%

No 3T18, 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\$ 5.401 milhões, registrando um aumento de 3,0% (R\$ 155 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 5.003 milhões no 3T18, um aumento de 4,8% (R\$ 230 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 25,9% (R\$ 155 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 33,4% no preço médio de compra (R\$ 267,46/MWh no 3T18 vs. R\$ 200,52/MWh no 3T17), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (166 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 1,7% (R\$ 78 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 11,4% no preço médio de compra (R\$ 311,58/MWh no 3T18 vs. R\$ 279,58/MWh no 3T17), parcialmente compensado pela redução de 8,7% (1.431 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 11,5% (R\$ 8 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 2,4% (R\$ 11 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 399 milhões no 3T18, uma redução de 15,8% (R\$ 75 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 135,6% (R\$ 103 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 76 milhões no 3T17 para uma receita de R\$ 178 milhões no 3T18;
 - (ii) Redução de 0,9% (R\$ 5 milhões) nos encargos da rede básica;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 48,1% (R\$ 15 milhões) nos encargos de conexão;
- (iv) Redução de 16,2% (R\$ 8 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (v) Aumento de 76,0% (R\$ 6 milhões) nos encargos de uso do sistema de distribuição;
- (vi) Aumento de 6,6% (R\$ 4 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu.

No 9M18, 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\$ 13.953 milhões, registrando um aumento de 14,3% (R\$ 1.748 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 12.167 milhões no 9M18, um aumento de 7,6% (R\$ 855 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 5,8% (R\$ 612 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 13,8% no preço médio de compra (R\$ 243,23/MWh no 9M18 vs. R\$ 213,74/MWh no 9M17), parcialmente compensado pela redução de 7,0% (3.423 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 14,8% (R\$ 261 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 21,7% no preço médio de compra (R\$ 243,71/MWh no 9M18 vs. R\$ 200,32/MWh no 9M17), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (496 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 15,5% (R\$ 34 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 4,5% (R\$ 52 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.786 milhões no 9M18, um aumento de 99,9% (R\$ 893 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 65,0% (R\$ 642 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (ii) Despesa de R\$ 135 milhões no 9M18, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
 - (iii) Aumento de 104,8% (R\$ 102 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
 - (iv) Redução de 38,2% (R\$ 86 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 224 milhões no 3T17 para uma receita de R\$ 138 milhões no 3T18;
 - (v) Aumento de 28,1% (R\$ 25 milhões) nos encargos de conexão;
 - (vi) Aumento de 17,1% (R\$ 5 milhões) nos encargos de uso do sistema de distribuição;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 116,7% (R\$ 102 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.5) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.656 milhões no 3T18, comparado a R\$ 1.738 milhões no 3T17, uma redução de 4,7% (R\$ 82 milhões). No 9M18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 4.647 milhões, comparado a R\$ 4.978 milhões no 9M17, uma redução de 6,7% (R\$ 331 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T18	3T17	Variação		9M18	9M17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(344)	(329)	(15)	4,5%	(1.034)	(998)	(36)	3,6%
Material	(62)	(69)	7	-10,6%	(188)	(182)	(6)	3,3%
Serviços de Terceiros	(162)	(174)	12	-6,9%	(499)	(548)	50	-9,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(215)	(154)	(61)	39,6%	(463)	(543)	79	-14,6%
<i>PDD</i>	<i>(45)</i>	<i>(33)</i>	<i>(13)</i>	<i>38,6%</i>	<i>(114)</i>	<i>(119)</i>	<i>5</i>	<i>-4,3%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(69)</i>	<i>(8)</i>	<i>(60)</i>	<i>723,4%</i>	<i>(113)</i>	<i>(122)</i>	<i>9</i>	<i>-7,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>(100)</i>	<i>(113)</i>	<i>12</i>	<i>-10,9%</i>	<i>(237)</i>	<i>(302)</i>	<i>65</i>	<i>-21,5%</i>
Total PMSO Reportado	(783)	(726)	(57)	7,8%	(2.184)	(2.271)	87	-3,8%

O item PMSO atingiu R\$ 783 milhões no 3T18, comparado a R\$ 726 milhões no 3T17, um aumento de 7,8% (R\$ 57 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 4,5% (R\$ 15 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 8 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 7 milhões);

- (ii) **Material** - redução de 10,6% (R\$ 7 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 10 milhões);Parcialmente compensado por:
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 3 milhões);

- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 6,9% (R\$ 12 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Redução com a primarização de serviços diversos (R\$ 10 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 2 milhões);

- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 39,6% (R\$ 61 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Aumento de 723,4% nas despesas legais e judiciais (R\$ 60 milhões);
 - ✓ Aumento de 38,6% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 13 milhões);
 - ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 7 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 30,0% da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 15 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 4 milhões).

No 9M18, o item PMSO atingiu R\$ 2.184 milhões, comparado a R\$ 2.271 milhões no 9M17, uma redução de 3,8% (R\$ 87 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 3,6% (R\$ 36 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

- (ii) **Material** - aumento de 3,3% (R\$ 6 milhões), devido principalmente ao aumento na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes;

- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 9,1% (R\$ 50 milhões), devido principalmente às reduções em créditos de PIS/Cofins, com a primarização de serviços diversos, na manutenção de equipamentos e em consultorias e auditorias;

- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - redução de 14,6% (R\$ 79 milhões), devido principalmente a:
 - ✓ Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 34 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas;
 - ✓ Redução de 12,0% da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 12 milhões);

- ✓ Redução de 7,7% nas despesas legais e judiciais (R\$ 9 milhões);
- ✓ Redução de 4,3% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 5 milhões);
- ✓ Outros efeitos (R\$ 19 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 873 milhões no 3T18, comparado a R\$ 1.012 milhões no 3T17, registrando uma redução de 13,7% (R\$ 139 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 22,7% (R\$ 136 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 21,1% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 1,0% (R\$ 3 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

No 9M18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.462 milhões, comparado a R\$ 2.707 milhões no 9M17, registrando uma redução de 9,0% (R\$ 244 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 18,6% (R\$ 276 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Redução de 21,1% (R\$ 18 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- Redução de 0,7% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de 5,5% (R\$ 51 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

4.6) EBITDA

No 3T18, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.548 milhões, comparado a R\$ 1.275 milhões no 3T17, registrando um aumento de 21,4% (R\$ 273 milhões). No 9M18, o **EBITDA** atingiu R\$ 4.284 milhões, comparado a R\$ 3.498 milhões no 9M17, registrando um aumento de 22,5% (R\$ 786 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Lucro Líquido	626	390	60,5%	1.496	745	100,6%
Depreciação e Amortização	388	385		1.192	1.143	
Resultado Financeiro	279	343		832	1.198	
Imposto de Renda / Contribuição Social	255	156		764	412	
EBITDA	1.548	1.275	21,4%	4.284	3.498	22,5%

4.7) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	55	94	-41,8%	176	384	-54,2%
Acréscimos e Multas Moratórias	70	61	15,3%	203	204	-0,3%
Atualização de Créditos Fiscais	8	10	-21,0%	13	15	-15,3%
Atualização de Depósitos Judiciais	10	14	-25,8%	28	40	-29,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	22	21	3,9%	51	50	1,3%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	6	4	60,6%	25	9	165,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	23	(1)	-	45	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(12)	(10)	16,2%	(35)	(37)	-7,2%
PIS e COFINS sobre JCP	-	(2)	-100,0%	0	(2)	-
Outros	31	15	104,5%	74	46	59,8%
Total	213	206	3,4%	579	709	-18,3%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(321)	(393)	-18,4%	(1.003)	(1.321)	-24,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(136)	(98)	38,6%	(299)	(436)	-31,5%
(-) Juros Capitalizados	7	8	-7,2%	20	42	-52,0%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	3	(30)	-	-	(81)	-100,0%
Uso do Bem Público - UBP	(5)	(1)	404,0%	(14)	(5)	193,8%
Outros	(39)	(34)	15,1%	(116)	(106)	9,5%
Total	(492)	(549)	-10,5%	(1.411)	(1.907)	-26,0%
Resultado Financeiro	(279)	(343)	-18,8%	(832)	(1.198)	-30,5%

No 3T18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 279 milhões, uma redução de 18,8% (R\$ 64 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 343 milhões, registrada no 3T17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: aumento de 3,4% (R\$ 7 milhões), passando de R\$ 206 milhões no 3T17 para R\$ 213 milhões no 3T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 24 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 1 milhão no 3T17 para uma receita de R\$ 23 milhões no 3T18;
 - (ii) Aumento de 104,5% (R\$ 16 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (iii) Aumento de 15,3% (R\$ 9 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iv) Aumento de 60,6% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (v) Redução de R\$ 2 milhões no **PIS e COFINS sobre JCP** (reduzidor de receita);
 - (vi) Aumento de 3,9% (R\$ 1 milhão) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao aumento de R\$ 16 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pelas reduções (b) de R\$ 12 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais; e (c) de R\$ 3 milhões nos ganhos com o derivativo *zero-cost collar*¹;

Parcialmente compensado por:

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

- (vii) Redução de 41,8% (R\$ 39 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (viii) Redução de 25,8% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (ix) Redução de 21,0% (R\$ 2 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (x) Aumento de 16,2% (R\$ 2 milhões) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reductor de receita).
- Despesas Financeiras: redução de 10,5% (R\$ 57 milhões), passando de R\$ 549 milhões no 3T17 para R\$ 492 milhões no 3T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 18,4% (R\$ 72 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
 - (ii) Variação de R\$ 33 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 30 milhões no 3T17 para uma receita de R\$ 3 milhões no 3T18;
Parcialmente compensado por:
 - (iii) Aumento de 38,6% (R\$ 38 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 35 milhões); e (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 14 milhões); parcialmente compensados pela (c) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 11 milhões);
 - (iv) Aumento de 15,1% (R\$ 5 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (v) Aumento de 404,4% (R\$ 4 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
 - (vi) Redução de 7,2% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

No 9M18, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 832 milhões, uma redução de 30,5% (R\$ 366 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 1.198 milhões, registrada no 9M17.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 18,3% (R\$ 130 milhões), passando de R\$ 709 milhões no 9M17 para R\$ 579 milhões no 9M18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 54,2% (R\$ 208 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (ii) Redução de 29,6% (R\$ 12 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (iii) Redução de 15,3% (R\$ 2 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (iv) Redução de 0,3% (R\$ 1 milhão) em **acréscimos e multas moratórias**;
Parcialmente compensado por:
 - (v) Variação de R\$ 45 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (vi) Aumento de 59,8% (R\$ 28 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (vii) Aumento de 165,2% (R\$ 15 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (viii) Redução de 7,2% (R\$ 3 milhões) no **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reductor de receita);
 - (ix) Redução de R\$ 2 milhões no **PIS e COFINS sobre JCP** (reductor de receita);
 - (x) Aumento de 1,3% (R\$ 1 milhão) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido aos aumentos: (a) de R\$ 26 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária

relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL; parcialmente compensados pelas reduções (c) de R\$ 18 milhões nos ganhos com o derivativo *zero-cost collar*; e (d) de R\$ 9 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais.

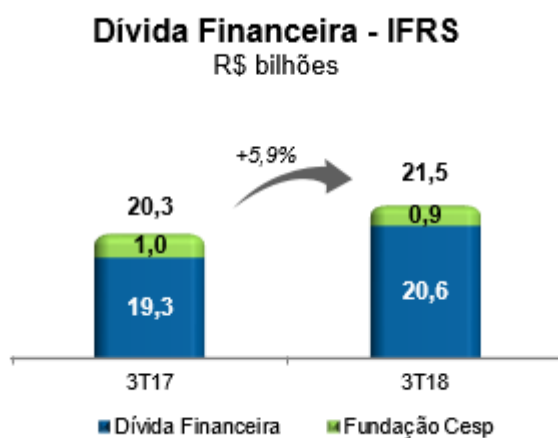
- Despesas Financeiras: redução de 26,0% (R\$ 496 milhões), passando de R\$ 1.907 milhões no 9M17 para R\$ 1.411 milhões no 9M18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 24,1% (R\$ 319 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
 - (ii) Redução de 31,5% (R\$ 137 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 146 milhões); parcialmente compensada pelo (b) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões); e (c) efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 2 milhões);
 - (iii) Variação de R\$ 81 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Redução de 52,0% (R\$ 22 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
 - (v) Aumento de 9,5% (R\$ 10 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (vi) Aumento de 193,8% (R\$ 9 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

4.8) Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 626 milhões no 3T18, registrando um aumento de 60,5% (R\$ 236 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 390 milhões observado no 3T17. No 9M18, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.496 milhões, registrando um aumento de 100,6% (R\$ 750 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 745 milhões observado no 9M17.

5) ENDIVIDAMENTO

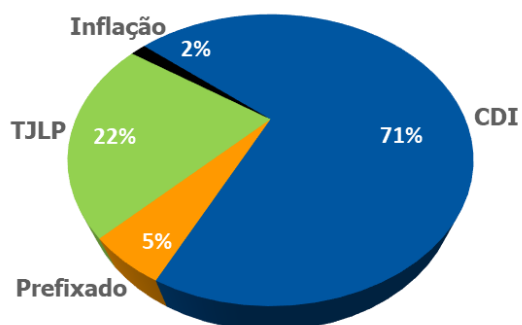
5.1) Dívida (IFRS)



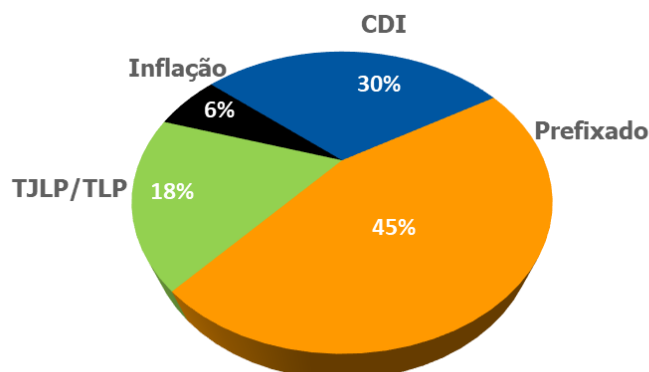
Nota: considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-Hedge – 3T17 vs. 3T18

3T17



3T18



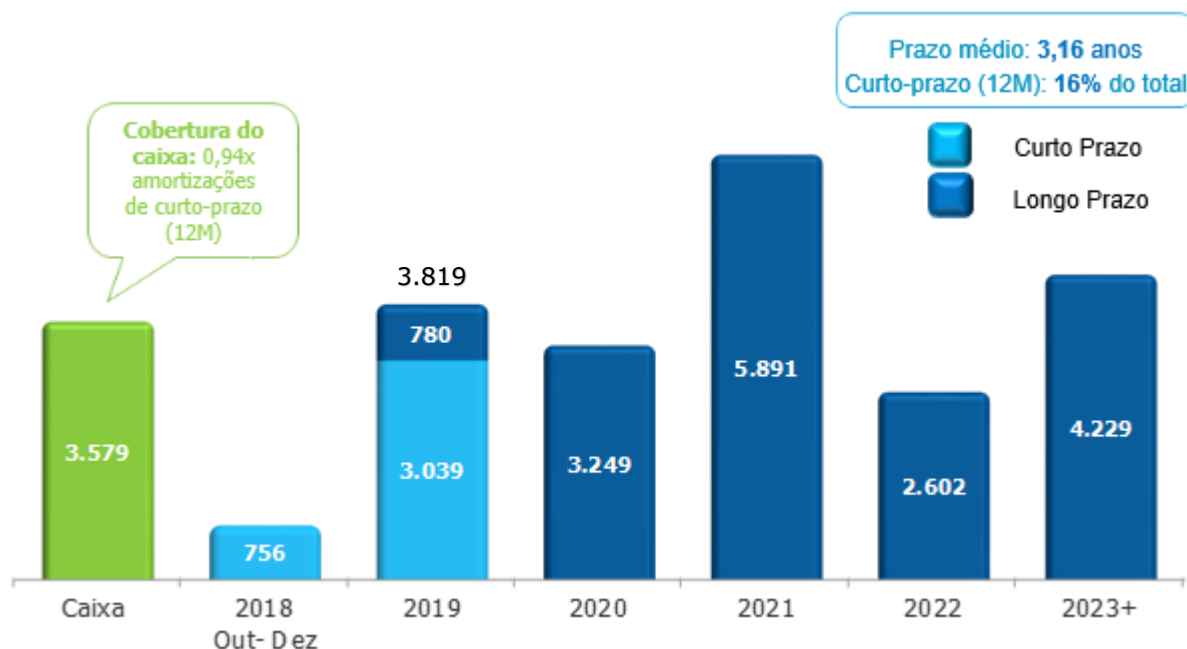
Nota: para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26,4% do total no 3T18), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	3T18	3T17	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(20.650)	(19.291)	7,0%
(+) Disponibilidades	3.579	3.832	-6,6%
(=) Dívida Líquida	(17.071)	(15.459)	10,4%

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

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

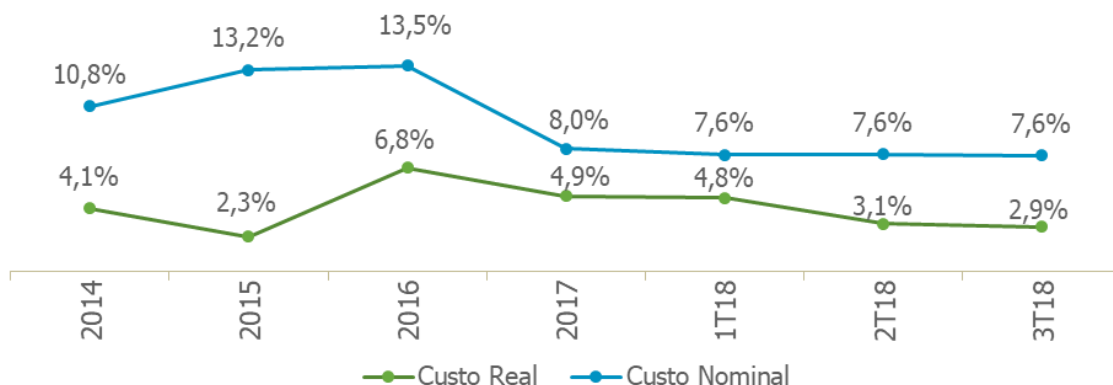


Notas:

- 1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos de R\$ 20.546 milhões. Para se chegar ao valor da dívida em IFRS, de R\$ 20.650 milhões, faz-se a inclusão dos encargos e o efeito de marcação a mercado (MTM) e custos com captação;
- 2) Curto Prazo (outubro de 2018 – setembro de 2019) = R\$ 3.795 milhões.

A posição de caixa ao final do 3T18 possuía índice de cobertura de **0,94x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2019. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,16** anos.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério em IFRS



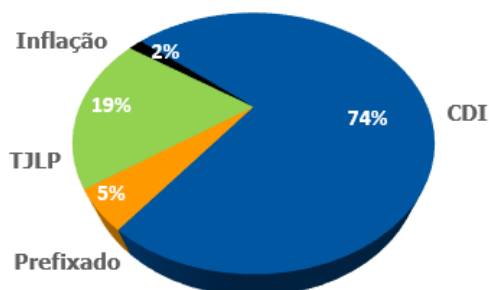
Nota: (1) a partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

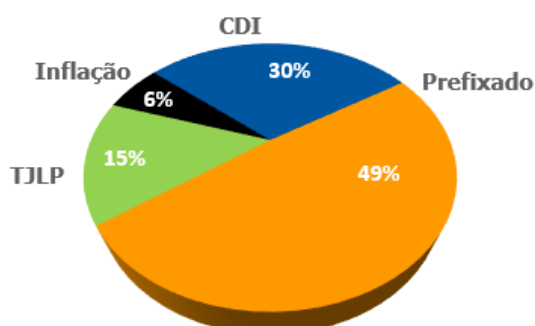
5.2.1) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 3T17 vs. 3T18

3T17



3T18



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

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (29,3% do total), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

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

No 3T18, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 15.503 milhões**, um aumento de **12,9%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T17, no montante de **R\$ 13.731 milhões**.

Critério <i>Covenants</i> R\$ Milhões	3T18	3T17	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(18.589)	(17.138)	8,5%
(+) Disponibilidades	3.086	3.407	-9,4%
(=) Dívida Líquida	(15.503)	(13.731)	12,9%
EBITDA <i>Proforma</i> ²	5.306	4.235	25,3%
Dívida Líquida / EBITDA	2,92	3,24	-9,9%

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

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

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA *Pro forma* os ativos e passivos regulatórios e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 15.503 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 5.306 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 3T18 alcançou **2,92x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Distribuição	440	477	-7,7%	1.152	1.264	-8,8%
Geração - Convencional	2	1	49,6%	6	3	81,0%
Geração - Renováveis	70	45	56,3%	174	566	-69,2%
Comercialização	1	1	34,9%	2	2	1,7%
Serviços e Outros ¹	10	15	-36,0%	35	42	-14,8%
Subtotal	522	538	-3,0%	1.370	1.877	-27,0%
Transmissão	3	6	-57,7%	3	46	-93,6%
Total	525	544	-3,6%	1.373	1.923	-28,6%

Nota:

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

No 3T18, foram realizados investimentos de R\$ 525 milhões, uma redução de 3,6%, comparado ao 3T17. Já no 9M18, foram realizados investimentos de R\$ 1.373 milhões, uma redução de 28,6%. Os investimentos relacionados ao segmento de transmissão, de acordo com o IFRIC 12, estão registrados como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante).

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

Distribuição:

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

(ii) Geração:

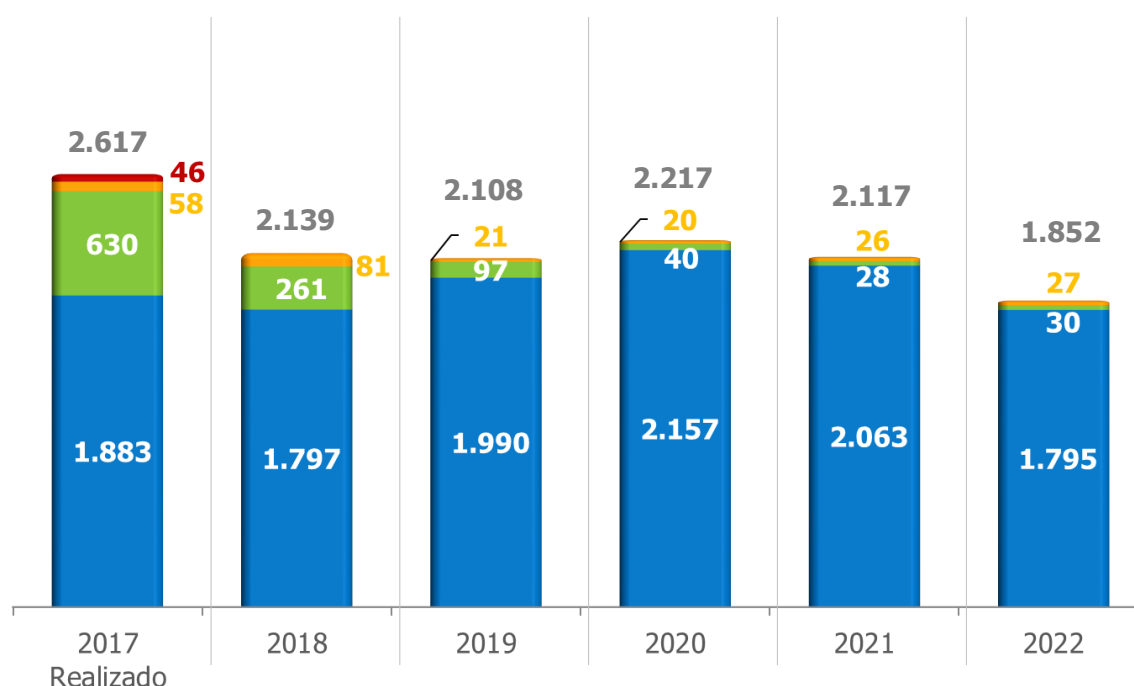
- a. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos Previstos

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

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹

Total: R\$ 10.432 milhões Distribuição²: R\$ 9.802 milhões Geração³: R\$ 455 milhões Comercialização & Serviços: R\$ 176 milhões Transmissão



Notas:

1) Moeda constante;

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

3) Convencional + Renováveis.

7) MERCADO DE CAPITAIS

7.1) Desempenho das Ações

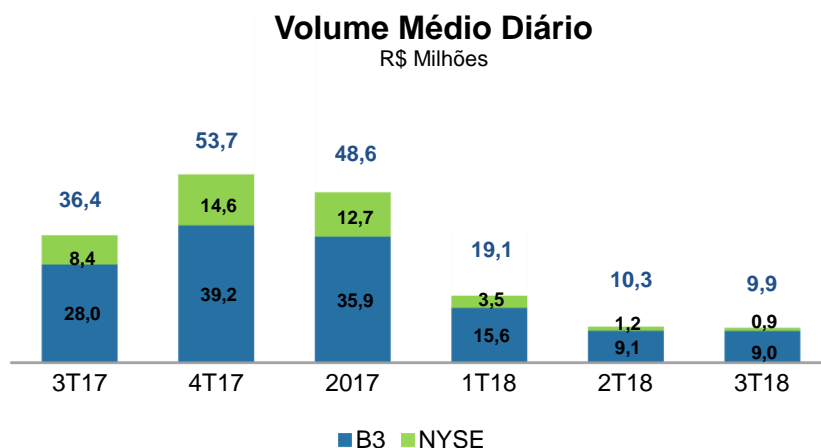
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/09/2018	R\$ 23,87	39.351	79.342	30/09/2018	\$ 11,82	19.406	26.458
30/06/2018	R\$ 21,67	38.562	72.763	30/06/2018	\$ 11,08	18.614	24.271
30/09/2017	R\$ 27,22	41.306	74.294	30/09/2017	\$ 17,16	23.149	22.405
Var. Tri	10,2%	2,0%	9,0%	Var. Tri	6,7%	4,3%	9,0%
Var. 12M	-12,3%	-4,7%	6,8%	Var. 12M	-31,1%	-16,2%	18,1%

Em 30 de setembro de 2018, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 23,87 por ação na B3 e US\$ 11,82 por ADR na NYSE, uma valorização no trimestre de 10,2% e 6,7%, respectivamente. Considerando a variação nos últimos 12 meses, as ações e os ADRs apresentaram uma desvalorização de 12,3% na B3 e de 31,1% na NYSE, respectivamente.

7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 3T18 foi de R\$ 9,9 milhões, sendo R\$ 9,0 milhões na B3 e R\$ 0,9 milhão na NYSE, representando uma redução de 72,7% em relação ao 3T17. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 41,7%.



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

8) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

Em 2018, a CPFL completou 14 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

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

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

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

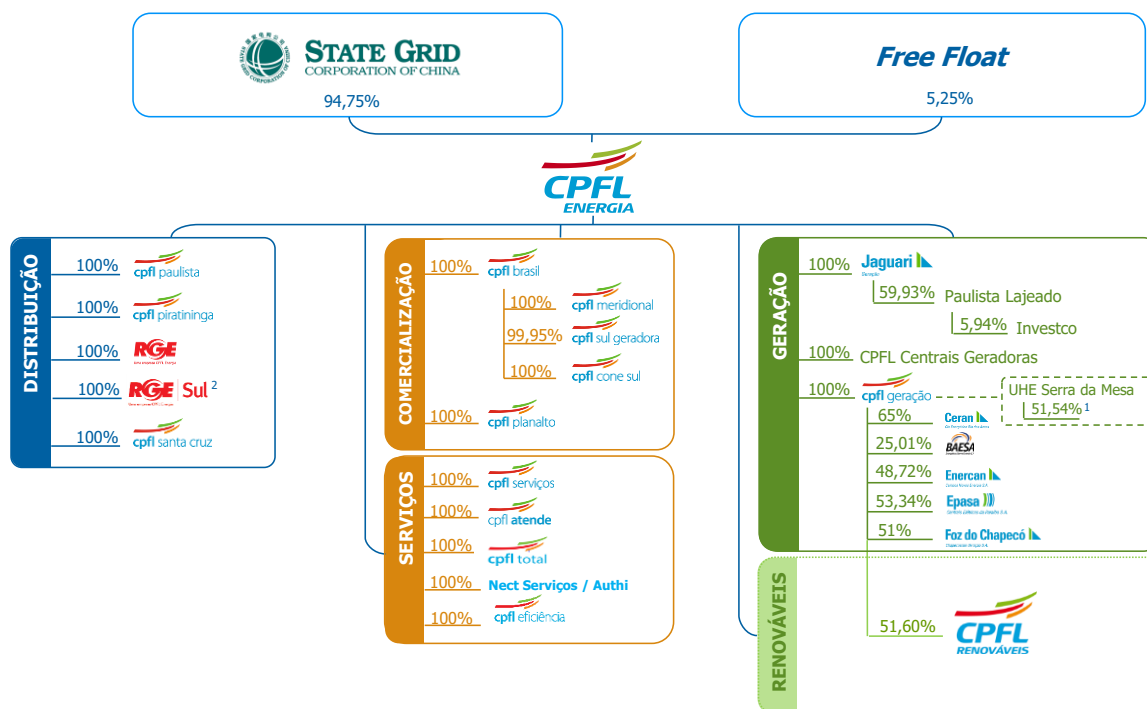
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 7 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo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

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

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

9) 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: 30/09/2018

Notas:

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

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

10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

10.1) Segmento de Distribuição

10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	10.317	9.247	11,6%	27.698	24.571	12,7%
Receita Operacional Líquida	6.465	6.131	5,4%	17.307	15.327	12,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.594)	(4.419)	4,0%	(11.918)	(10.380)	14,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.336)	(1.399)	-4,5%	(3.681)	(3.905)	-5,7%
Resultado do Serviço	535	314	70,7%	1.708	1.042	63,8%
EBITDA⁽¹⁾	718	488	47,1%	2.278	1.566	45,4%
Resultado Financeiro	(98)	(132)	-25,9%	(249)	(479)	-48,0%
Lucro Antes da Tributação	438	182	140,7%	1.459	563	158,9%
Lucro Líquido	277	104	165,1%	921	328	180,9%

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.

10.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 3T18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.089 milhões, uma redução de 12,6% (R\$ 156 milhões) na comparação com o 3T17, quando foram contabilizados R\$ 1.245 milhões em **ativos financeiros setoriais**. No 9M18, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.943 milhões, um aumento de 85,2% (R\$ 893 milhões) na comparação com o 9M17, quando foram contabilizados R\$ 1.049 milhões em **ativos financeiros setoriais**.

Em 30 de setembro de 2018, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 2.207 milhões, comparado a um saldo positivo de R\$ 1.094 milhões em 30 de junho de 2018 e a um saldo negativo de R\$ 107 milhões em 30 de setembro de 2017.

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

10.1.1.2) Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	7.790	6.195	25,7%	21.958	19.153	14,6%
Energia Elétrica de Curto Prazo	393	780	-49,6%	768	1.529	-49,8%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	462	597	-22,6%	1.202	1.434	-16,2%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.089	1.245	-12,6%	1.943	1.049	85,2%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	407	334	21,9%	1.162	1.072	8,4%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	99	10	852,9%	302	92	229,8%
Outras Receitas e Rendas	78	86	-9,0%	363	242	49,9%
Total	10.317	9.247	11,6%	27.698	24.571	12,7%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.565)	(1.247)	25,6%	(4.443)	(3.957)	12,3%
PIS e COFINS	(902)	(779)	15,7%	(2.436)	(2.123)	14,8%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.010)	(785)	28,7%	(2.829)	(2.399)	17,9%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(59)	(55)	7,1%	(158)	(138)	14,7%
PROINFA	(38)	(41)	-7,1%	(112)	(128)	-12,7%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(271)	(203)	33,8%	(395)	(484)	-18,4%
Outros	(6)	(5)	19,5%	(18)	(16)	12,0%
Total	(3.852)	(3.115)	23,7%	(10.391)	(9.245)	12,4%
Receita Operacional Líquida	6.465	6.131	5,4%	17.307	15.327	12,9%

No 3T18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.317 milhões, um aumento de 11,6% (R\$ 1.071 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 25,7% (R\$ 1.595 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T17 e 3T18 (destaque para os aumentos médios de 17,28% na CPFL Piratininga, em outubro de 2017, de 16,90% na CPFL Paulista e de 22,47% na RGE Sul, em abril de 2018, e de 20,58% na RGE, em junho de 2018); e (ii) do aumento de 2,0% nas vendas na área de concessão;
- Aumento de 852,9% (R\$ 89 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Aumento de 21,9% (R\$ 73 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);

Parcialmente compensada por:

- Redução de 49,6% (R\$ 387 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 12,6% (R\$ 156 milhões) nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Redução de 22,6% (R\$ 135 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Redução de 9,0% (R\$ 8 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.852 milhões no 3T18, representando um aumento de 23,7% (R\$ 737 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 25,6% (R\$ 319 milhões) no ICMS;
- Aumento de 28,7% (R\$ 225 milhões) na CDE;
- Aumento de 15,7% (R\$ 123 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 33,8% (R\$ 69 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Aumento de 7,1% (R\$ 4 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 19,5% (R\$ 1 milhão) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelo seguinte fator:

- Redução de 7,1% (R\$ 3 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.465 milhões no 3T18, representando um aumento de 5,4% (R\$ 334 milhões).

No 9M18, a receita operacional bruta atingiu R\$ 27.698 milhões, um aumento de 12,7% (R\$ 3.126 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 14,6% (R\$ 2.805 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 9M17 e 9M18; e (ii) do aumento de 3,0% nas vendas na área de concessão;
- Aumento de 85,2% (R\$ 893 milhões) nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais;
- Aumento de 229,8% (R\$ 211 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão;
- Aumento de 49,9% (R\$ 121 milhões) em Outras Receitas e Rendas;
- Aumento de 8,4% (R\$ 90 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);

Parcialmente compensada por:

- Redução de 49,8% (R\$ 761 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 16,2% (R\$ 232 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 10.391 milhões no 9M18, representando um aumento de 12,4% (R\$ 1.146 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 12,3% (R\$ 486 milhões) no ICMS;
- Aumento de 17,9% (R\$ 430 milhões) na CDE;
- Aumento de 14,8% (R\$ 313 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 14,7% (R\$ 20 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;
- Aumento de 12,0% (R\$ 2 milhões) em outras deduções da receita operacional bruta;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 18,4% (R\$ 89 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Redução de 12,7% (R\$ 16 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 17.307 milhões no 9M18, representando um aumento de 12,9% (R\$ 1.980 milhões).

10.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	751	596	25,9%	2.025	1.764	14,8%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	94	89	5,6%	1.761	243	625,2%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.789	3.690	2,7%	7.407	8.532	-13,2%
Crédito de PIS e COFINS	(414)	(403)	2,6%	(997)	(972)	2,6%
Total	4.219	3.971	6,2%	10.196	9.567	6,6%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	468	472	-1,0%	1.573	928	69,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	71	66	6,6%	198	97	104,8%
Encargos de Conexão	44	23	94,8%	110	77	43,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	3	152,4%	21	16	32,2%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(178)	(76)	135,3%	(138)	(224)	-38,3%
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	-	-	135	-	-
Crédito de PIS e COFINS	(38)	(42)	-7,8%	(177)	(81)	118,9%
Total	375	448	-16,2%	1.722	812	112,0%
Custo com Energia Elétrica	4.594	4.419	4,0%	11.918	10.380	14,8%

No 3T18, 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\$ 4.594 milhões, representando um aumento de 4,0% (R\$ 175 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 4.219 milhões no 3T18, o que representa um aumento de 6,2% (R\$ 248 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 25,9% (R\$ 155 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 33,4% no preço médio de compra (de R\$ 200,52/MWh no 3T17 para R\$ 267,46/MWh no 3T18), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (166 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 2,7% (R\$ 99 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido ao aumento de 12,6% no preço médio de compra (de R\$ 338,91/MWh no 3T17 para R\$ 381,74 MWh no 3T18), parcialmente compensado pela redução de 8,8% (964 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 5,6% (R\$ 5 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Aumento de 2,6% (R\$ 11 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 375 milhões no 3T18, o que representa uma redução de 16,2% (R\$ 73 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 135,3% (R\$ 102 milhões) nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS** (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 76 milhões no 3T17 para uma receita de R\$ 178 milhões no 3T18;
 - (ii) Redução de 1,0% (R\$ 5 milhões) nos **encargos de rede básica**;
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Aumento de 94,8% (R\$ 22 milhões) nos **encargos de conexão**;
 - (iv) Aumento de 152,4% (R\$ 5 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;
 - (v) Aumento de 6,6% (R\$ 4 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;

- (vi) Redução de 7,8% (R\$ 3 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

No 9M18, 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\$ 11.918 milhões, representando um aumento de 14,8% (R\$ 1.538 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 10.196 milhões no 9M18, o que representa um aumento de 6,6% (R\$ 629 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 625,2% (R\$ 1.518 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;
- (ii) Aumento de 14,8% (R\$ 261 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 21,7% no preço médio de compra (de R\$ 200,32/MWh no 9M17 para R\$ 243,71/MWh no 9M18), parcialmente compensado pela redução de 5,6% (496 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Redução de 13,2% (R\$ 1.125 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido à redução de 18,9% (6.479 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 7,1% no preço médio de compra (de R\$ 249,52/MWh no 9M17 para R\$ 267,27 MWh no 9M18);
- (iv) Aumento de 2,6% (R\$ 26 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 1.722 milhões no 9M18, o que representa um aumento de 112,0% (R\$ 910 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 69,5% (R\$ 645 milhões) nos **encargos de rede básica**;
- (ii) Despesa de R\$ 135 milhões no 9M18, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
- (iii) Aumento de 104,8% (R\$ 102 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
- (iv) Redução de 38,3% (R\$ 86 milhões) nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS** (reduzidor de custo), passando de uma receita de R\$ 224 milhões no 9M17 para uma receita de R\$ 138 milhões no 9M18;
- (v) Aumento de 43,0% (R\$ 33 milhões) nos **encargos de conexão**;
- (vi) Aumento de 32,2% (R\$ 5 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 118,9% (R\$ 96 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.336 milhões no 3T18, comparado a R\$ 1.399 milhões no 3T17, uma redução de 4,5% (R\$ 63 milhões). No 9M18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3.681 milhões, comparado a R\$ 3.905 milhões no 9M17, uma redução de 5,7% (R\$ 223 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	3T18	3T17	Variação		9M18	9M17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(226)	(215)	(10)	4,7%	(680)	(669)	(11)	1,7%
Material	(42)	(43)	1	-2,0%	(124)	(124)	(0)	0,2%
Serviços de Terceiros	(211)	(212)	1	-0,5%	(627)	(618)	(9)	1,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(191)	(129)	(62)	47,7%	(411)	(452)	40	-9,0%
<i>PDD</i>	(48)	(33)	(14)	43,4%	(116)	(119)	4	-3,0%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(66)	(19)	(46)	238,4%	(106)	(120)	14	-11,7%
<i>Outros</i>	(77)	(76)	(1)	1,1%	(189)	(212)	23	-10,8%
Total PMSO Reportado	(669)	(600)	(70)	11,7%	(1.843)	(1.863)	20	-1,1%

No 3T18, o **PMSO** atingiu R\$ 669 milhões, um aumento de 11,7% (R\$ 70 milhões), comparado a R\$ 600 milhões no 3T17.

Pessoal - aumento de 4,7% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 8 milhões);

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

Serviços de terceiros - redução de 0,5% (R\$ 1 milhão), devido principalmente às reduções nos seguintes itens: outros serviços terceirizados (R\$ 11 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 4 milhões) e manutenção do sistema elétrico - linhas e redes (R\$ 3 milhões); parcialmente compensadas pelos aumentos em serviços terceirizados (R\$ 5 milhões), serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 5 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 2 milhões) e manutenção de *hardware/software* (R\$ 2 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 47,7% (R\$ 62 milhões), devido aos aumentos nos seguintes itens: (a) despesas legais e judiciais (R\$ 46 milhões), (b) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 14 milhões), e (c) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 7 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas; parcialmente compensados pela redução em outros custos/despesas (R\$ 5 milhões).

No 9M18, o **PMSO** atingiu R\$ 1.843 milhões, uma redução de 1,1% (R\$ 20 milhões), comparado a R\$ 1.863 milhões no 9M17.

Pessoal - aumento de 1,7% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

Material - aumento de 0,2% (R\$ 0,3 milhão);

Serviços de terceiros - aumento de 1,4% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos aumentos nos seguintes itens: serviços de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 13 milhões), serviços terceirizados (R\$ 9 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 7 milhões), poda de árvores (R\$ 7 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 4 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 2 milhões) e manutenção e conservação de edificações (R\$ 2 milhões); parcialmente compensados pelas

reduções em outros serviços terceirizados (R\$ 24 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 9 milhões) e reaviso, corte e religação (R\$ 4 milhões);

Outros custos/despesas operacionais - redução de 9,0% (R\$ 40 milhões), devido às reduções nos seguintes itens: (a) compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (R\$ 34 milhões), que a partir de janeiro de 2018 passou a ser classificado em Outras Receitas, (b) despesas legais e judiciais (R\$ 14 milhões), e (c) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 4 milhões); parcialmente compensadas pelo aumento em outros custos/despesas (R\$ 12 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

No 3T18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 666 milhões, comparado a R\$ 799 milhões no 3T17, registrando uma redução de 16,6% (R\$ 133 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Redução de 22,6% (R\$ 135 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 462 milhões no 3T18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) Redução de 21,0% (R\$ 6 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 4,9% (R\$ 8 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

No 9M18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.839 milhões, comparado a R\$ 2.042 milhões no 9M17, registrando uma redução de 10,0% (R\$ 203 milhões), com as variações abaixo:

- (iv) Redução de 16,2% (R\$ 232 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 1.202 milhões no 9M18, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (v) Redução de 21,0% (R\$ 18 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2018;
- (vi) Redução de 5,2% (R\$ 2 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 10,1% (R\$ 48 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

10.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 718 milhões no 3T18, comparado a R\$ 488 milhões no 3T17, um aumento de 47,1% (R\$ 230 milhões). No 9M18, o **EBITDA** totalizou R\$ 2.278 milhões, comparado a R\$ 1.566 milhões no 9M17, um aumento de 45,4% (R\$ 711 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Lucro Líquido	277	104	165,1%	921	328	180,9%
Depreciação e Amortização	183	175		570	524	
Resultado Financeiro	98	132		249	479	
IR/CS	161	77		537	235	
EBITDA	718	488	47,1%	2.278	1.566	45,4%

10.1.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	21	41	-49,7%	59	189	-68,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	69	60	15,5%	200	201	-0,1%
Atualização de Créditos Fiscais	4	5	-21,3%	7	7	6,0%
Atualização de Depósitos Judiciais	10	14	-25,9%	27	39	-31,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	21	8	146,6%	50	26	88,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	6	4	60,6%	25	9	165,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	23	(1)	-	45	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(7)	20,6%	(27)	(28)	-2,9%
Outros	11	9	20,5%	29	29	-0,5%
Total	155	132	17,4%	414	472	-12,4%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(141)	(144)	-2,5%	(433)	(492)	-12,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(102)	(73)	39,2%	(183)	(322)	-43,1%
(-) Juros Capitalizados	4	5	-17,0%	12	14	-15,6%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	3	(30)	-	-	(81)	-100,0%
Outros	(17)	(21)	-20,6%	(58)	(71)	-17,6%
Total	(253)	(264)	-4,2%	(663)	(951)	-30,4%
Resultado Financeiro	(98)	(132)	-25,9%	(249)	(479)	-48,0%

No 3T18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 98 milhões, uma redução de 25,9% (R\$ 34 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: aumento de 17,4% (R\$ 23 milhões), passando de R\$ 132 milhões no 3T17 para R\$ 155 milhões no 3T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 24 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 1 milhão no 3T17 para uma receita de R\$ 23 milhões no 3T18;
 - (ii) Aumento de 146,6% (R\$ 12 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao aumento (a) de R\$ 16 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pela (b) redução de R\$ 4 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (iii) Aumento de 15,5% (R\$ 9 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iv) Aumento de 60,6% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (v) Aumento de 20,5% (R\$ 2 milhões) em **outras receitas financeiras**;
- Parcialmente compensados por:
- (vi) Redução de 49,7% (R\$ 20 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;

- (vii) Redução de 25,9% (R\$ 3 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (viii) Aumento de 20,6% (R\$ 2 milhões) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita);
 - (ix) Redução de 21,3% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**.
- Despesa Financeira: redução de 4,2% (R\$ 11 milhões), passando de R\$ 264 milhões no 3T17 para R\$ 253 milhões no 3T18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 33 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 30 milhões no 3T17 para uma despesa de R\$ 3 milhões no 3T18;
 - (ii) Redução de 2,5% (R\$ 4 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (iii) Redução de 20,6% (R\$ 4 milhões) em **outras despesas financeiras**;
Parcialmente compensados por:
 - (iv) Aumento de 39,2% (R\$ 29 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 22 milhões); e (b) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 14 milhões); parcialmente compensados pela (c) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 7 milhões);
 - (v) Redução de 17,0% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

No 9M18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 249 milhões, uma redução de 48,0% (R\$ 230 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 12,4% (R\$ 59 milhões), passando de R\$ 472 milhões no 9M17 para R\$ 414 milhões no 9M18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 68,9% (R\$ 130 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Redução de 31,8% (R\$ 12 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Aumento de R\$ 45 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (iv) Aumento de 88,7% (R\$ 23 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido aos aumentos: (a) de R\$ 26 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) de R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensados pela (c) redução de R\$ 4 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (v) Aumento de 165,2% (R\$ 15 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
 - (vi) Redução de 2,9% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita).
- Despesa Financeira: redução de 30,4% (R\$ 289 milhões), passando de R\$ 951 milhões no 9M17 para R\$ 663 milhões no 9M18, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 43,1% (R\$ 139 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 107 milhões); e (b) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 39 milhões); parcialmente compensados pelo (c) efeito da variação cambial de

- Itaipu (R\$ 7 milhões);
- (ii) Redução de R\$ 81 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**;
 - (iii) Redução de 12,0% (R\$ 59 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
 - (iv) Redução de 17,6% (R\$ 12 milhões) em **outras despesas financeiras**;
- Parcialmente compensados por:
- (v) Redução de 15,6% (R\$ 2 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa).

10.1.1.7) Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 277 milhões no 3T18, comparado a R\$ 104 milhões no 3T17, um aumento de 165,1% (R\$ 172 milhões). No 9M18, o **Lucro Líquido** totalizou R\$ 921 milhões, comparado a R\$ 328 milhões no 9M17, um aumento de 180,9% (R\$ 593 milhões).

10.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

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

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

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

Reajustes tarifários anuais ocorridos em março de 2018¹

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

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

Reajuste tarifário anual ocorrido em outubro de 2018

	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.472
Reajuste	20,01%
Parcela A	7,07%
Parcela B	1,76%
Componentes Financeiros	11,18%
Efeito para o consumidor	19,25%
Data de entrada em vigor	23/10/2018

Revisões tarifárias periódicas ocorridas em 2018

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

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

CPFL Paulista

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

RGE Sul

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

RGE

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

10.1.3) Indicadores Operacionais

DEC e FEC

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

Distribuidora	Indicadores DEC e FEC															
	DEC (horas)								FEC (interrupções)							
	2014	2015	2016	2017	1T18	2T18	3T18	ANEEL ¹	2014	2015	2016	2017	1T18	2T18	3T18	ANEEL ¹
CPFL Paulista	6,92	7,76	7,62	7,14	6,90	6,50	6,25	7,38	4,87	4,89	5,00	4,94	4,76	4,46	4,13	6,33
CPFL Piratininga	6,98	7,24	8,44 ²	6,97	6,37	5,93	6,01	6,74	4,19	4,31	3,97 ²	4,45	4,13	3,61	3,71	5,82
RGE	18,77	15,98	14,44	14,16	13,74	13,46	13,15	11,48	9,14	8,33	7,56	7,74	7,09	6,71	6,28	8,50
RGE Sul	17,75	19,11	19,45	15,58	15,30	15,54	15,98	10,79	8,87	8,42	9,41	7,62	7,05	6,51	6,34	8,30
Nova CPFL Santa Cruz				6,13	5,80	5,61	5,61	8,75				5,04	5,26	4,98	4,89	7,88

Notas:

- 1) Limite ANEEL 2018;
- 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.

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

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

Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Perdas Totais					
	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	ANEEL ²
CPFL Energia	9.26%	8.98%	9.15%	9.03%	8.87%	8.24%
CPFL Paulista	9.66%	9.45%	9.53%	9.10%	8.87%	8.30%
CPFL Piratininga	7.52%	7.44%	7.53%	7.87%	7.79%	6.95%
RGE	9.87%	9.16%	9.35%	9.09%	9.06%	9.28%
RGE Sul	9.98%	9.28%	9.89%	10.56%	10.59%	8.90%
Nova CPFL Santa Cruz	8.78%	8.59%	3.83%	8.84%	8.09%	7.59%

Notas:

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

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,87% no 3T18, comparado a 9,03% no 2T18, uma redução de 0,16 p.p. Se comparado ao 3T17 (9,26%), houve uma redução de 0,39 p.p.

10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

10.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Líquida	981	986	-0,5%	2.534	2.370	6,9%
EBITDA⁽¹⁾	43	42	2,8%	82	117	-30,2%
Resultado Líquido	27	26	5,5%	43	61	-29,4%

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 981 milhões, representando uma redução de 0,5% (R\$ 5 milhões).

No 9M18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 2.534 milhões, representando um aumento de 6,9% (R\$ 164 milhões).

EBITDA

No 3T18, o EBITDA foi de R\$ 43 milhões, comparado a R\$ 42 milhões no 3T17, um aumento de 2,8% (R\$ 1 milhão).

No 9M18, o EBITDA foi de R\$ 82 milhões, comparado a R\$ 117 milhões no 9M17, uma redução de 30,2% (R\$ 35 milhões).

Lucro Líquido

No 3T18, o lucro líquido foi de R\$ 27 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 26 milhões no 3T17, um aumento de 5,5% (R\$ 1 milhão).

No 9M18, o lucro líquido foi de R\$ 43 milhões, comparado um lucro líquido de R\$ 61 milhões no 9M17, uma redução de 29,4% (R\$ 18 milhões).

10.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Líquida	140	128	10,1%	380	346	9,7%
EBITDA⁽¹⁾	32	21	53,2%	79	61	30,3%
Lucro Líquido	20	13	54,5%	46	38	22,3%

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 140 milhões, representando um aumento de 10,1% (R\$ 13 milhões).

No 9M18, a receita operacional líquida atingiu R\$ 380 milhões, representando um aumento de 9,7% (R\$ 34 milhões).

EBITDA

No 3T18, o EBITDA foi de R\$ 32 milhões, comparado a R\$ 21 milhões no 3T17, um aumento de 53,2% (R\$ 11 milhões).

No 9M18, o EBITDA foi de R\$ 79 milhões, comparado a R\$ 61 milhões no 9M17, um aumento de 30,3% (R\$ 18 milhões).

Lucro Líquido

No 3T18, o lucro líquido foi de R\$ 20 milhões, comparado a R\$ 13 milhões no 3T17, um aumento de 54,5% (R\$ 7 milhões).

No 9M18, o lucro líquido foi de R\$ 46 milhões, comparado a R\$ 38 milhões no 9M17, um aumento de 22,3% (R\$ 8 milhões).

10.3) Segmento de Geração Convencional

10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	355	336	5,8%	960	979	-1,9%
Receita Operacional Líquida	307	306	0,4%	859	895	-4,0%
Custo com Energia Elétrica	(32)	(49)	-33,8%	(68)	(99)	-31,5%
Custos e Despesas Operacionais	(53)	(57)	-6,2%	(161)	(216)	-25,5%
Resultado do Serviço	222	201	10,6%	631	581	8,7%
EBITDA	336	321	4,7%	960	924	3,9%
Resultado Financeiro	(62)	(62)	0,0%	(205)	(265)	-22,7%
Lucro Antes da Tributação	247	229	7,9%	667	568	17,4%
Lucro Líquido	198	187	5,8%	535	469	14,2%

Nota:

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

10.3.1.1) Receita Operacional

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

No 3T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 355 milhões, um aumento de 5,8% (R\$ 20 milhões) em relação ao 3T17. A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 307 milhões, registrando um aumento de 0,4% (R\$ 1 milhão).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 27,1% (R\$ 24 milhões) na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de R\$ 9 milhões na receita com suprimento de energia da Jaguari Geração;

Parcialmente compensados por:

- Efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com uma redução de R\$ 5 milhões na Receita com Construção de Infraestrutura;
- Redução na garantia física da energia oriunda de Semesa em 5% (R\$ 7 milhões);
- Redução de R\$ 4 milhões em outras receitas operacionais, justificado principalmente pela redução da receita com o acordo de ressarcimento do GSF (R\$ 7 milhões), aliado à reversão da provisão referente ao contrato CCT de R\$ 3 milhões (CPFL Paulista e CPFL Morro Agudo).

No 9M18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 960 milhões, uma redução de 1,9% (R\$ 19 milhões) em relação ao 9M17. A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 859 milhões, registrando uma redução de 4,0% (R\$ 36 milhões). O principal fator que contribuiu para a redução da receita operacional líquida foi o efeito decorrente da consolidação das transmissoras, com a redução de R\$ 45 milhões na Receita com Construção de Infraestrutura. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento na receita (R\$ 28 milhões) proveniente das usinas do Complexo Rio das Antas (Ceran).

10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

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

No 3T18, o custo com energia elétrica atingiu R\$ 32 milhões, uma redução de 33,8% (R\$ 16 milhões) quando comparado ao 3T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 38,9% (R\$ 16 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente à redução do custo com compra de energia (R\$ 16 milhões), explicado principalmente pelo ganho com ressarcimento do acordo do GSF (R\$ 14 milhões);
- Redução de 2,1% (R\$ 0,1 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

No 9M18, o custo com energia elétrica foi de R\$ 68 milhões, uma redução de 31,5% (R\$ 31 milhões) quando comparado ao 9M17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 40,0% (R\$ 31 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Na CPFL Geração, redução do custo com compra de energia (R\$ 40 milhões), explicado principalmente pela redução no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa, aliado ao ganho com ressarcimento do acordo do GSF;
 - (ii) Redução de R\$ 2 milhões no custo com energia da CPFL Centrais Geradoras;
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Aumento de R\$ 10 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado.
- Aumento de 2,1% (R\$ 0,4 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

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

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 53 milhões no 3T18, comparados a R\$ 57 milhões no 3T17, uma redução de 6,2% (R\$ 4 milhões). No 9M18, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 161 milhões, comparados a R\$ 216 milhões no 9M17, uma redução de 25,5% (R\$ 55 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)					
	3T18	3T17	Variação %	9M18	9M17	Variação %
PMSO						
Pessoal	9	9	-1,9%	26	29	-9,4%
Material	1	2	-65,7%	2	4	-42,2%
Serviços de Terceiros	4	5	-20,6%	14	19	-26,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	12	8	37,3%	28	27	4,7%
Prêmio do Risco do GSF	2	2	-	4	4	-
Outros	10	7	47,5%	25	23	5,4%
Total PMSO	25	24	1,6%	71	79	-10,3%

O item PMSO atingiu R\$ 25 milhões no 3T18, comparado a R\$ 24 milhões no 3T17, registrando um aumento de 1,6% (R\$ 0,4 milhão), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 1,9% (R\$ 0,2 milhão) nas despesas com Pessoal;
 - (ii) Redução de 65,7% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Material;
 - (iii) Redução de 20,6% (R\$ 1 milhão) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 37,3 % (R\$ 3 milhões) em Outros Custos/Despesas Operacionais.

No 9M18, o item PMSO atingiu R\$ 71 milhões, comparado a R\$ 79 milhões no 9M17, registrando uma redução de 10,3% (R\$ 8 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Redução de 9,4% (R\$ 3 milhões) nas despesas com Pessoal;
 - (ii) Redução de 42,2% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Material;
 - (iii) Redução de 26,7% (R\$ 5 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Aumento de 4,7% (R\$ 1 milhão) em Outros Custos/Despesas Operacionais.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 29 milhões no 3T18, comparado a R\$ 33 milhões no 3T17, registrando uma redução de 12,0% (R\$ 4 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 10,4% (R\$ 3 milhões) em Depreciação e Amortização;
- (ii) Redução de 47,4% (R\$ 1 milhão) em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);
- (iii) Redução de 24,9% (R\$ 0,1 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

No 9M18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 90 milhões, comparado a R\$ 137 milhões no 9M17, registrando uma redução de 34,3% (R\$ 47 milhões), explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 97,2% (R\$ 44 milhões) em Custos com Construção da Infraestrutura (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo);
- (ii) Redução de 3,4% (R\$ 3 milhões) em Depreciação e Amortização;
- (iii) Redução de 24,9% (R\$ 0,4 milhão) com Entidade de Previdência Privada.

10.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	3T18	3T17	Var. R\$	Var. %	9M18	9M17	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	(7)	9	(15)	-	(4)	12	(16)	-
UHE Campos Novos	22	26	(4)	-15,2%	71	89	(18)	-20,5%
UHE Foz do Chapecó	36	34	1	3,7%	95	94	1	1,0%
UTE Epasa	36	21	15	70,5%	79	58	22	37,4%
Total	87	90	(3)	-3,5%	241	253	(12)	-4,6%

No 3T18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 87 milhões, comparado a R\$ 90 milhões no 3T17, uma redução de 3,5% (R\$ 3 milhões).

No 9M18, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 241 milhões, comparado a R\$ 253 milhões no 9M17, uma redução de 4,6% (R\$ 12 milhões).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	3T18	3T17	Var. R\$	Var. %	9M18	9M17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	181	130	51	38,9%	327	283	44	15,6%
Custos/Desp. Operacionais	(134)	(97)	(37)	38,4%	(217)	(191)	(26)	13,5%
Depreciação e Amortização	(5)	(4)	(0)	8,3%	(14)	(13)	(1)	7,8%
Resultado Financeiro	(2)	(2)	0	-10,3%	(5)	(5)	0	-1,4%
IR/CS	(8)	(5)	(3)	50,7%	(7)	(6)	(1)	22,9%
Lucro Líquido	36	21	15	70,5%	79	58	22	37,4%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECÓ	3T18	3T17	Var. R\$	Var. %	9M18	9M17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	116	106	10	9,1%	330	313	17	5,4%
Custos/Desp. Operacionais	(23)	(20)	(3)	14,1%	(72)	(62)	(10)	16,3%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	0	-2,4%	(47)	(49)	1	-2,2%
Resultado Financeiro	(24)	(12)	(12)	98,0%	(68)	(34)	(35)	103,1%
IR/CS	(16)	(18)	2	-9,5%	(28)	(33)	5	-13,9%
Lucro Líquido	36	34	1	3,7%	95	94	1	1,0%

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	3T18	3T17	Var. R\$	Var. %	9M18	9M17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	26	31	(5)	-17,3%	56	61	(5)	-7,4%
Custos/Desp. Operacionais	(26)	(14)	(12)	81,2%	(41)	(29)	(12)	42,3%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	0	-0,1%	(9)	(10)	0	0,0%
Resultado Financeiro	(3)	(0)	(3)	803,2%	(9)	(2)	(7)	403,8%
IR/CS	1	(5)	6	-	4	(3)	7	-
Lucro Líquido	(7)	9	(15)	-	(4)	12	(16)	-

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	3T18	3T17	Var. R\$	Var. %	9M18	9M17	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	76	71	6	8,3%	210	212	(1)	-0,7%
Custos/Desp. Operacionais	(31)	(27)	(5)	16,9%	(69)	(65)	(4)	5,7%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	0	-5,9%	(18)	(19)	1	-4,9%
Resultado Financeiro	(5)	3	(8)	-	(16)	8	(23)	-
IR/CS	(11)	(14)	2	-18,0%	(19)	(25)	7	-25,8%
Lucro Líquido	22	26	(4)	-15,2%	71	89	(18)	-20,5%

10.3.1.5) EBITDA

No 3T18, o **EBITDA** foi de R\$ 336 milhões, comparado a R\$ 321 milhões no 3T17, um aumento de 4,7% (R\$ 15 milhões).

No 9M18, o **EBITDA** foi de R\$ 960 milhões, comparado a R\$ 924 milhões no 9M17, um aumento de 3,9% (R\$ 36 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Lucro Líquido	198	187	5,8%	535	469	14,2%
Depreciação e Amortização	27	30		88	91	
Resultado Financeiro	62	62		205	265	
IR/CS	48	41		132	100	
EBITDA	336	321	4,7%	960	924	3,9%

10.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	5	12	-56,6%	34	68	-49,8%
Atualização de Créditos Fiscais	1	0	264,4%	1	0	172,9%
Atualizações Monetárias e Cambiais	1	12	-92,8%	1	23	-95,8%
Juros sobre contratos de mútuo	7	-	-	11	-	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	40,0%	(3)	(3)	-18,5%
Outros	5	3	44,3%	9	3	184,6%
Total	18	27	-32,8%	55	92	-40,4%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(59)	(76)	-22,4%	(190)	(289)	-34,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(14)	(11)	27,7%	(52)	(60)	-13,8%
Uso do Bem Público - UBP	(5)	(1)	404,5%	(14)	(5)	193,8%
Outros	(2)	(1)	89,0%	(4)	(4)	6,6%
Total	(80)	(89)	-10,0%	(260)	(357)	-27,3%
Resultado Financeiro	(62)	(62)	-0,003%	(205)	(265)	-22,7%

No 3T18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 62 milhões, não apresentando variação em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 62 milhões registrada no 3T17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 27 milhões no 3T17 para R\$ 18 milhões no 3T18, uma redução de 32,8% (R\$ 9 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de R\$ 11 milhões (92,8%) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido principalmente ao efeito do derivativo *zero-cost collar*² (R\$ 12 milhões);
 - ✓ Redução de 56,6% (R\$ 7 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Receita de R\$ 7 milhões no 3T18 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 89 milhões no 3T17 para R\$ 80 milhões no 3T18, uma redução de 10,0% (R\$ 9 milhões), devido a:
 - ✓ Redução de 22,4% (R\$ 17 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Aumento de 404,5% (R\$ 4 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
 - ✓ Aumento de 27,7% (R\$ 3 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
 - ✓ Aumento de 89,0% (R\$ 1 milhão) em **outras despesas financeiras**.

No 9M18, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 205 milhões, representando uma redução de 22,7% (R\$ 60 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 265 milhões

² Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

registrada no 9M17.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 92 milhões no 9M17 para R\$ 55 milhões no 9M18, uma redução de 40,4% (R\$ 37 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 49,8% (R\$ 34 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
- ✓ Redução de 95,8% (R\$ 22 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido principalmente ao efeito do derivativo *zero-cost colar*;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Receita de R\$ 11 milhões no 9M18 referente a **juros sobre contratos de mútuo**;
- ✓ Aumento de 184,6% (R\$ 6 milhões) em **outras receitas financeiras**;
- ✓ Redução de 18,5% (R\$ 1 milhão) em **PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras** (reduzidor de receita);

- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 357 milhões no 9M17 para R\$ 260 milhões no 9M18, uma redução de 27,3% (R\$ 97 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 34,1% (R\$ 98 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
- ✓ Redução de 13,8% (R\$ 8 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 193,8% (R\$ 9 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

10.3.1.7) Lucro Líquido

No 3T18, o **lucro líquido** foi de R\$ 198 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 187 milhões no 3T17, um aumento de 5,8% (R\$ 11 milhões).

No 9M18, o **lucro líquido** foi de R\$ 535 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 469 milhões no 9M17, um aumento de 14,2% (R\$ 67 milhões).

10.4) CPFL Renováveis

10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Receita Operacional Bruta	656	616	6,6%	1.499	1.442	4,0%
Receita Operacional Líquida	622	585	6,3%	1.420	1.368	3,8%
Custo com Energia Elétrica	(109)	(83)	31,3%	(262)	(224)	16,9%
Custos e Despesas Operacionais	(241)	(252)	-4,2%	(716)	(738)	-3,0%
Resultado do Serviço	271	250	8,5%	442	406	9,1%
EBITDA ⁽¹⁾	427	408	4,7%	910	867	5,0%
Resultado Financeiro	(126)	(131)	-3,5%	(375)	(387)	-3,2%
Lucro antes da Tributação	145	119	21,7%	68	18	266,8%
Lucro Líquido	121	95	27,6%	12	(32)	-

Nota:

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

10.4.1.1) Receita Operacional

No 3T18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 656 milhões, representando um aumento de 6,6% (R\$ 40 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 622 milhões, representando um aumento de 6,3% (R\$ 37 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Aumento na receita das eólicas devido principalmente (i) à maior geração dos parques eólicos do Proinfa, que possuem contratos com preços mais elevados (R\$ 25 milhões); (ii) ao efeito positivo de R\$ 4 milhões do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) devido ao maior volume descontratado (131,0 MW médios no 3T18 versus 91,2 MW médios no 3T17).

Fonte PCHs e Holding:

- Redução de R\$ 2 milhões na receita das PCHs e da *Holding* devido, principalmente, à diferente estratégia de sazonalização da garantia física. Adicionalmente, ocorreu maior receita na *Holding* no 3T17 devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, que não se repetiu no 3T18.

Fonte Biomassa:

- Aumento de R\$ 12 milhões na receita das biomassas devido à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, com contrapartida no custo com compra de energia e também algumas usinas geraram mais que o contrato e tiveram o excedente da geração liquidado à PLD.

No 9M18, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.499 milhões, representando um aumento de 4,0% (R\$ 57 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.420 milhões, representando um aumento de 3,8% (R\$ 52 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

Fonte Eólica:

- Aumento de R\$ 63 milhões na receita das eólicas devido principalmente: (i) ao efeito positivo de R\$ 49 milhões do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão; (ii) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017 (R\$ 29 milhões); e (iii) reajuste dos contratos de venda. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração, principalmente no primeiro semestre de 2018.

Fonte PCHs e Holding:

- Redução de R\$ 23 milhões na receita das PCHs e da *Holding* devido, principalmente, à diferente estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs entre os períodos. Tal efeito foi parcialmente compensado pelas liquidações positivas na CCEE (secundária) no montante de R\$ 10 milhões e ao reajuste dos contratos de venda de energia das PCHs.

Biomassa:

- Aumento de R\$ 13 milhões na receita das biomassas devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, com contrapartida no custo com compra de energia, à liquidação positiva à PLD na CCEE devido à maior geração de algumas usinas e ao reajuste dos contratos de venda de energia.

10.4.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 3T18, o custo com Energia Elétrica totalizou R\$ 109 milhões, representando um aumento de 31,3% (R\$ 26 milhões), devido ao aumento de R\$ 26 milhões no custo de compra de energia, decorrente basicamente (i) do maior impacto do GSF que foi de R\$ 52 milhões no 3T18 versus R\$ 39 milhões no 3T17, (ii) das compras para atender exposição no mercado de curto prazo e *hedge*, parcialmente compensados pelas apurações quadrienais dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos que ocorreram no 3T17 (R\$ 5 milhões).

No 9M18, o custo com Energia Elétrica totalizou R\$ 262 milhões, representando um aumento de 16,9% (R\$ 38 milhões), devido ao aumento de R\$ 48 milhões no custo de compra de energia, decorrente principalmente aos itens mencionados no trimestre, parcialmente compensado pela redução de R\$ 10 milhões nos encargos de uso do sistema, decorrente principalmente do efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins no 2T18, parcialmente compensado pelo reajuste dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

10.4.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 241 milhões no 3T18, comparado a R\$ 252 milhões no 3T17, representando uma redução de 4,2% (R\$ 10 milhões). No 9M18, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 716 milhões, comparado a R\$ 738 milhões no 9M17, uma redução de 3,0% (R\$ 22 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	3T18	3T17	Variação		9M18	9M17	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(25)	(26)	1	-4,8%	(76)	(72)	(4)	5,7%
Material	(4)	(9)	5	-58,6%	(21)	(17)	(4)	23,5%
Serviços de Terceiros	(44)	(39)	(5)	14,1%	(121)	(126)	5	-4,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(13)	(20)	7	-35,5%	(31)	(62)	31	-50,5%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(2)	1	-50,0%
Outros	(12)	(19)	6	-34,6%	(29)	(60)	30	-50,5%
Total PMSO	(86)	(94)	8	-8,9%	(248)	(277)	29	-10,3%

O item PMSO atingiu R\$ 86 milhões no 3T18, comparado a R\$ 94 milhões no 3T17, uma redução de 8,9% (R\$ 8 milhões), decorrente: (a) da baixa de saldos de contas a receber no 3T17, em função

de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon), no montante de R\$ 6 milhões, efeito que não se repetiu no 3T18; e (b) da redução nos custos com as manutenções decorrentes da internalização dos serviços de O&M dos parques do Ceará; parcialmente compensada pela compra de bagaço e cavaco de madeira para geração de biomassa.

No 9M18, o item PMSO totalizou R\$ 248 milhões, comparado a R\$ 277 milhões no 9M17, uma redução de 10,3% (R\$ 29 milhões), decorrente (além dos efeitos mencionados no trimestre): (a) da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins; (b) da baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento, no montante de R\$ 16 milhões no 2T17; (c) da reversão de provisão de *impairment*, no montante de R\$ 6 milhões no 1T18; e (d) do aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao acordo sindical.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais, representados pelas contas de Depreciação e Amortização, atingiram R\$ 156 milhões no 3T18, comparado a R\$ 158 milhões no 3T17, registrando uma redução de 1,4% (R\$ 2 milhões). No 9M18, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 468 milhões, comparado a R\$ 462 milhões no 9M17, registrando um aumento de 1,4% (R\$ 6 milhões). Essas variações são explicadas pela adequação dos prazos de depreciação dos ativos do complexo eólico Pedra Cheirosa.

10.4.1.4) EBITDA

No 3T18, o EBITDA foi de R\$ 427 milhões, comparado a R\$ 408 milhões no 3T17, um aumento de 4,7% (R\$ 19 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) à maior receita líquida dos parques eólicos e das usinas de biomassa; e (ii) à redução nas despesas operacionais pela baixa de saldos de contas a receber no 3T17, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon), no montante de R\$ 6 milhões, efeito que não se repetiu no 3T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia.

No 9M18, o EBITDA foi de R\$ 910 milhões, comparado a R\$ 867 milhões no 9M17, um aumento de 5,0% (R\$ 43 milhões). Esse resultado deve-se principalmente: (i) à maior receita líquida, resultado, especialmente, do MCSD e da entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa; (ii) à recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18; e (iii) às baixas de ativo intangível de projetos de PCHs e de saldos de contas a receber ocorridas nos 9M17. Tais itens foram parcialmente compensados pelos maiores custos com compra de energia.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Lucro Líquido	121	95	27,6%	12	(32)	-
Depreciação e Amortização	156	158		468	462	
Resultado Financeiro	126	131		375	387	
IR/CS	24	24		56	50	
EBITDA	427	408	4,7%	910	867	5,0%

10.4.1.5) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	24	33	-26,0%	71	100	-28,8%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	0	-69,6%	0	1	-93,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	-19,1%	1	0	150,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	0	-66,2%	0	0	-43,8%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	-28,6%	(3)	(4)	-32,0%
Outros	11	3	227,7%	25	10	160,8%
Total	35	35	-1,8%	95	107	-11,5%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(106)	(139)	-23,6%	(343)	(432)	-20,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(19)	(17)	16,4%	(49)	(53)	-6,5%
(-) Juros Capitalizados	3	3	12,7%	8	28	-70,9%
Outros	(39)	(13)	188,6%	(85)	(37)	133,3%
Total	(161)	(166)	-3,2%	(469)	(494)	-5,0%
Resultado Financeiro	(126)	(131)	-3,5%	(375)	(387)	-3,2%

O resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 126 milhões no 3T18, uma redução de 3,5% (R\$ 5 milhões). No 9M18, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 375 milhões, uma redução de 3,2% (R\$ 12 milhões).

As receitas financeiras totalizaram R\$ 35 milhões no 3T18, uma redução de 1,8% (R\$ 1 milhão). No 9M18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 95 milhões, uma redução de 11,5% (R\$ 12 milhões). Essas variações são decorrentes principalmente da menor taxa média do CDI nos períodos (6,39% no 3T18 vs. 9,17% no 3T17 e 6,50% no 9M18 vs. 10,91% no 9M17), parcialmente compensadas pela maior receita com atualização de valores a receber na CCEE.

As despesas financeiras totalizaram R\$ 161 milhões no 3T18, uma redução de 3,2% (R\$ 5 milhões). No 9M18, as despesas financeiras totalizaram R\$ 469 milhões, uma redução de 5,0% (R\$ 25 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensadas pelo aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado e atualização da provisão do GSF.

10.4.1.6) Lucro Líquido

No 3T18, o lucro líquido foi de R\$ 121 milhões, comparado ao lucro líquido de R\$ 95 milhões no 3T17, um aumento de 27,6% (R\$ 26 milhões). Já no 9M18, o lucro líquido foi de R\$ 12 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 32 milhões no 9M17. Esse desempenho reflete principalmente a melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.103 MW de capacidade instalada em operação e 127 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 39 PCHs (423 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda está em construção 2 PCHs (58 MW) e 4 parques eólicos (69 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.418 MW.

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

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
Em operação	423	370	1.309	1	2.103
Em construção	58	-	69	-	127
Em desenvolvimento	167	-	1.911	340	2.418
Total	648	370	3.289	341	4.648

PCH Boa Vista II

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

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 16,5 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 – setembro de 2018).

Parques Eólicos do Complexo Gameleira

Os parques eólicos do Complexo Gameleira (Costa das Dunas, Figueira Branca, Farol de Touros e Gameleira), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem previsão de entrada em operação em 2024. A capacidade instalada é de 69,3 MW. 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 – setembro de 2018).

11) ANEXOS

11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2017
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.578.838	3.249.642	3.832.155
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.186.078	4.301.283	4.644.672
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	100.157	56.145	106.237
Tributos a Compensar	480.447	395.045	372.859
Derivativos	446.815	444.029	389.732
Ativo Financeiro Setorial	1.515.712	210.834	5.449
Ativo Financeiro da Concessão	23.056	23.736	11.437
Outros Créditos	860.614	900.498	935.255
	12.191.717	9.581.212	10.297.796
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	227.387	236.539	242.650
Coligadas, Controladas e Controladora	-	8.612	9.157
Depósitos Judiciais	863.438	839.990	837.526
Tributos a Compensar	240.430	233.444	232.379
Ativo Financeiro Setorial	764.847	355.003	348.157
Derivativos	484.402	203.901	261.942
Créditos Fiscais Diferidos	767.696	943.199	979.110
Ativo Financeiro da Concessão	7.339.936	6.545.668	6.287.650
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	709.754	840.192	809.785
Investimentos	959.216	1.001.550	1.042.445
Imobilizado	9.536.347	9.787.125	9.841.148
Intangível	10.509.451	10.589.824	10.487.077
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	32.519.557	31.701.701	31.495.681
TOTAL DO ATIVO	44.711.274	41.282.912	41.793.477

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2017
CIRCULANTE			
Fornecedores	3.841.430	3.296.870	4.148.059
Empréstimos e Financiamentos	2.751.778	3.589.607	3.767.294
Debêntures	1.646.527	1.703.073	1.610.575
Entidade de Previdência Privada	76.619	60.801	80.091
Taxas Regulamentares	514.915	581.600	452.279
Impostos, Taxas e Contribuições	829.795	710.303	698.712
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	38.440	297.744	5.418
Obrigações Estimadas com Pessoal	167.982	116.080	171.492
Derivativos	32.648	10.230	4.464
Passivo Financeiro Setorial	-	40.111	384.115
Uso do Bem Público	11.431	10.965	11.936
Outras Contas a Pagar	1.135.614	961.306	973.025
TOTAL DO CIRCULANTE	11.047.179	11.378.688	12.307.461
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	139.096	128.438	126.394
Empréstimos e Financiamentos	8.556.530	7.402.450	8.006.258
Debêntures	8.586.345	7.473.454	6.436.820
Entidade de Previdência Privada	862.772	880.360	1.014.736
Impostos, Taxas e Contribuições	12.268	18.839	21.107
Débitos Fiscais Diferidos	1.288.800	1.249.591	1.267.570
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	997.547	961.134	948.448
Derivativos	7.350	84.576	117.130
Passivo Financeiro Setorial	73.434	8.385	76.902
Uso do Bem Público	88.771	83.766	82.153
Outras Contas a Pagar	465.124	426.889	293.538
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	21.078.038	18.717.881	18.391.056
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.018	468.014	468.014
Reserva Legal	798.090	798.090	739.102
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	-	826.600	760.976
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	1.292.046	1.292.046	545.505
Resultado Abrangente Acumulado	(143.010)	(164.506)	(253.927)
Lúculos Acumulados	2.216.629	-	684.579
	10.373.057	8.961.528	8.685.534
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.213.000	2.224.816	2.409.425
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	12.586.057	11.186.344	11.094.960
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	44.711.274	41.282.912	41.793.477

11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T18	3T17	Varição	9M18	9M17	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	7.471.689	6.110.261	22,3%	21.128.905	18.807.612	12,3%
Suprimento de Energia Elétrica	1.827.963	2.117.043	-13,7%	4.143.917	4.521.967	-8,4%
Receita com construção de infraestrutura	462.838	602.337	-23,2%	1.203.453	1.480.699	-18,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	99.089	10.399	852,9%	302.498	91.713	229,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.088.508	1.244.970	-12,6%	1.942.754	1.049.284	85,2%
Outras Receitas Operacionais	1.224.217	988.179	23,9%	3.591.190	3.008.810	19,4%
	12.174.303	11.073.189	9,9%	32.312.716	28.960.086	11,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(4.044.018)	(3.289.243)	22,9%	(10.862.411)	(9.674.812)	12,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	8.130.285	7.783.946	4,4%	21.450.306	19.285.274	11,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(5.002.833)	(4.772.758)	4,8%	(12.166.742)	(11.311.684)	7,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(398.629)	(473.326)	-15,8%	(1.786.478)	(893.571)	99,9%
	(5.401.462)	(5.246.084)	3,0%	(13.953.219)	(12.205.255)	14,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(344.089)	(329.180)	4,5%	(1.034.222)	(998.342)	3,6%
Material	(62.056)	(69.451)	-10,6%	(188.036)	(182.008)	3,3%
Serviços de Terceiros	(161.910)	(173.821)	-6,9%	(498.564)	(548.210)	-9,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(214.744)	(153.834)	39,6%	(463.284)	(542.572)	-14,6%
<i>PDD</i>	(45.495)	(32.818)	38,6%	(113.737)	(118.885)	-4,3%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	(68.852)	(8.362)	723,4%	(112.603)	(121.985)	-7,7%
<i>Outros</i>	(100.397)	(112.655)	-10,9%	(236.944)	(301.702)	-21,5%
Custos com Construção de Infraestrutura	(462.799)	(598.698)	-22,7%	(1.203.405)	(1.478.990)	-18,6%
Entidade de Previdência Privada	(22.477)	(28.483)	-21,1%	(67.432)	(85.426)	-21,1%
Depreciação e Amortização	(316.362)	(313.328)	1,0%	(977.531)	(926.776)	5,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.327)	(71.293)	0,0%	(214.122)	(215.526)	-0,7%
	(1.655.765)	(1.738.088)	-4,7%	(4.646.595)	(4.977.850)	-6,7%
EBITDA¹	1.547.772	1.274.571	21,4%	4.283.561	3.497.613	22,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.073.058	799.774	34,2%	2.850.491	2.102.168	35,6%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	212.587	205.553	3,4%	578.817	708.896	-18,3%
Despesas	(491.560)	(548.953)	-10,5%	(1.410.983)	(1.906.602)	-26,0%
	(278.973)	(343.400)	-18,8%	(832.166)	(1.197.706)	-30,5%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	87.025	90.176	-3,5%	241.416	253.143	-4,6%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	86.880	90.031	-3,5%	240.982	252.709	-4,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	880.966	546.404	61,2%	2.259.307	1.157.171	95,2%
Contribuição Social	(70.757)	(44.521)	58,9%	(207.469)	(113.385)	83,0%
Imposto de Renda	(183.986)	(111.686)	64,7%	(556.033)	(298.296)	86,4%
LUCRO LÍQUIDO	626.223	390.198	60,5%	1.495.804	745.490	100,6%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	553.728	331.813	66,9%	1.453.225	721.173	101,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	72.495	58.385	24,2%	42.579	24.318	75,1%

Nota:

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

11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T18	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	2.490.235	3.832.155
Lucro Líquido Antes dos Tributos	880.966	2.948.806
Depreciação e Amortização	387.688	1.578.403
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	315.304	1.185.013
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(693.093)	(749.713)
Ativo Financeiro Setorial	(1.170.377)	(1.821.625)
Contas a Receber - CDE	2.651	37.691
Fornecedores	615.238	(298.973)
Passivo Financeiro Setorial	61.306	(470.655)
Contas a Pagar - CDE	26.824	48.236
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(383.832)	(1.550.022)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(136.151)	(473.753)
Outros	682.580	459.529
	(291.862)	(2.055.869)
Total de Atividades Operacionais	589.104	892.937
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(522.186)	(2.063.406)
Outros	176.488	111.795
Total de Atividades de Investimentos	(345.698)	(1.951.611)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.895.860	10.134.925
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.047.613)	(8.806.223)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(3.065)	(400.563)
Outros	15	(122.781)
Total de Atividades de Financiamento	845.197	805.358
Geração de Caixa	1.088.603	(253.316)
Saldo Final do Caixa - 30/09/2018	3.578.838	3.578.838

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



Geração Convencional						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Suprimento de Energia Elétrica	322.851	295.019	9,4%	898.295	870.522	3,2%
Receita com Construção da Infraestrutura	1.061	5.582	-81,0%	1.317	46.756	-97,2%
Outras Receitas Operacionais	31.414	35.153	-10,6%	60.786	61.963	-1,9%
	355.327	335.754	5,8%	960.398	979.240	-1,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(47.885)	(29.570)	61,9%	(100.987)	(83.945,20)	20,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	307.442	306.184	0,4%	859.410	895.295	-4,0%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(25.582)	(41.873)	-38,9%	(47.286)	(78.761)	-40,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.609)	(6.748)	-2,1%	(20.338)	(19.912)	2,1%
	(32.191)	(48.620)	-33,8%	(67.625)	(98.673)	-31,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.523)	(8.686)	-1,9%	(25.899)	(28.578)	-9,4%
Material	(839)	(2.446)	-65,7%	(2.133)	(3.690)	-42,2%
Serviços de Terceiros	(3.728)	(4.693)	-20,6%	(14.209)	(19.387)	-26,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11.520)	(8.391)	37,3%	(28.378)	(27.102)	4,7%
Custo com Construção da Infraestrutura	(1.023)	(1.943)	-47,4%	(1.269)	(45.047)	-97,2%
Entidade de Previdência Privada	(388)	(517)	-24,9%	(1.165)	(1.550)	-24,9%
Depreciação e Amortização	(24.857)	(27.739)	-10,4%	(80.143)	(82.952)	-3,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.491)	0,0%	(7.475)	(7.475)	0,0%
	(53.369)	(56.905)	-6,2%	(160.671)	(215.781)	-25,5%
EBITDA¹	336.256	321.064	4,7%	960.149	924.412	3,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	221.883	200.659	10,6%	631.115	580.841	8,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	18.290	27.222	-32,8%	54.899	92.188	-40,4%
Despesas	(80.386)	(89.318)	-10,0%	(259.824)	(357.266)	-27,3%
	(62.096)	(62.097)	0,0%	(204.925)	(265.078)	-22,7%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	87.025	90.176	-3,5%	241.416	253.143	-4,6%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(435)	(435)	0,0%
	86.880	90.031	-3,5%	240.982	252.709	-4,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	246.667	228.593	7,9%	667.171	568.472	17,4%
Contribuição Social	(13.000)	(11.055)	17,6%	(35.170)	(26.807)	31,2%
Imposto de Renda	(35.323)	(30.110)	17,3%	(96.607)	(73.041)	32,3%
LUCRO LÍQUIDO	198.344	187.428	5,8%	535.395	468.624	14,2%

Nota:

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

11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%								
	3T18	3T17	Var.	Var. %	9M18	9M17	Var.	Var. %
RECITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	4.935	5.534	(599)	-10,8%	16.242	35.358	(19.116)	-54,1%
Suprimento de Energia Elétrica	648.431	609.481	38.950	6,4%	1.478.311	1.402.117	76.194	5,4%
Outras Receitas Operacionais	3.020	956	2.064	216,0%	4.791	4.392	399	9,1%
	656.386	615.970	40.415	6,6%	1.499.344	1.441.867	57.478	4,0%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL								
	(34.735)	(31.057)	(3.677)	11,8%	(79.109)	(73.948)	(5.162)	7,0%
RECITA OPERACIONAL LÍQUIDA	621.651	584.913	36.738	6,3%	1.420.235	1.367.919	52.316	3,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(84.948)	(58.788)	(26.160)	44,5%	(197.336)	(149.568)	(47.768)	31,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(24.290)	(24.389)	99	-0,4%	(64.346)	(74.229)	9.883	-13,3%
	(109.238)	(83.177)	(26.061)	31,3%	(261.682)	(223.797)	(37.885)	16,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(24.690)	(25.925)	1.234	-4,8%	(75.928)	(71.863)	(4.065)	5,7%
Material	(3.852)	(9.314)	5.462	-58,6%	(20.636)	(16.715)	(3.921)	23,5%
Serviços de Terceiros	(44.232)	(38.779)	(5.453)	14,1%	(120.995)	(126.358)	5.363	-4,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.846)	(19.927)	7.081	-35,5%	(30.657)	(61.926)	31.269	-50,5%
Depreciação e Amortização	(116.673)	(118.780)	2.107	-1,8%	(350.656)	(345.223)	(5.433)	1,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.024)	(39.057)	32	-0,1%	(117.214)	(116.307)	(908)	0,8%
	(241.317)	(251.781)	10.463	-4,2%	(716.086)	(738.399)	22.313	-3,0%
EBITDA¹	426.793	407.791	19.001	4,7%	910.337	867.259	43.077	5,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	271.095	249.955	21.140	8,5%	442.466	405.729	36.737	9,1%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	34.598	35.217	(619)	-1,8%	94.610	106.957	(12.347)	-11,5%
Despesas	(161.064)	(166.313)	5.249	-3,2%	(469.410)	(494.239)	24.829	-5,0%
	(126.466)	(131.096)	4.630	-3,5%	(374.799)	(387.282)	12.483	-3,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	144.629	118.859	25.770	21,7%	67.667	18.448	49.219	266,8%
Contribuição Social	(9.167)	(9.240)	74	-0,8%	(20.047)	(18.390)	(1.657)	9,0%
Imposto de Renda	(14.416)	(14.771)	355	-2,4%	(35.635)	(31.654)	(3.980)	12,6%
LUCRO LÍQUIDO	121.047	94.848	26.198	27,6%	11.985	(31.597)	43.582	-

Nota:

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

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



	Consolidado			9M18	9M17	Variação
	3T18	3T17	Variação			
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.989.874	5.607.720	24,6%	19.701.037	17.374.687	13,4%
Suprimento de Energia Elétrica	513.749	856.716	-40,0%	1.088.572	1.743.980	-37,6%
Receita com construção de infraestrutura	461.777	596.755	-22,6%	1.202.136	1.433.943	-16,2%
Atualização do ativo financeiro da concessão	99.089	10.399	852,9%	302.498	91.713	229,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.088.508	1.244.970	-12,6%	1.942.754	1.049.284	85,2%
Outras Receitas Operacionais	1.164.232	930.021	25,2%	3.460.778	2.877.800	20,3%
	10.317.227	9.246.580	11,6%	27.697.776	24.571.407	12,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.852.262)	(3.115.274)	23,7%	(10.390.872)	(9.244.529)	12,4%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.464.965	6.131.306	5,4%	17.306.904	15.326.878	12,9%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(4.218.803)	(3.971.264)	6,2%	(10.195.773)	(9.567.184)	6,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(374.849)	(447.555)	-16,2%	(1.722.134)	(812.477)	112,0%
	(4.593.652)	(4.418.818)	4,0%	(11.917.907)	(10.379.661)	14,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(225.503)	(215.343)	4,7%	(680.260)	(668.968)	1,7%
Material	(42.464)	(43.344)	-2,0%	(124.238)	(123.980)	0,2%
Serviços de Terceiros	(210.581)	(211.655)	-0,5%	(626.909)	(618.187)	1,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(190.890)	(129.200)	47,7%	(411.285)	(451.778)	-9,0%
PDD	(47.746)	(33.301)	43,4%	(115.790)	(119.392)	-3,0%
Despesas Legais e Judiciais	(65.903)	(19.478)	238,4%	(106.326)	(120.396)	-11,7%
Outros	(77.241)	(76.421)	1,1%	(189.169)	(211.990)	-10,8%
Custos com construção de infraestrutura	(461.777)	(596.755)	-22,6%	(1.202.136)	(1.433.943)	-16,2%
Entidade de Previdência Privada	(22.089)	(27.966)	-21,0%	(66.267)	(83.876)	-21,0%
Depreciação e Amortização	(168.495)	(160.555)	4,9%	(527.963)	(479.513)	10,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(14.133)	(14.067)	0,5%	(42.399)	(44.710)	-5,2%
	(1.335.931)	(1.398.885)	-4,5%	(3.681.457)	(3.904.955)	-5,7%
EBITDA¹	718.009	488.224	47,1%	2.277.902	1.566.486	45,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	535.382	313.602	70,7%	1.707.540	1.042.263	63,8%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	154.871	131.887	17,4%	413.535	472.317	-12,4%
Despesas	(252.585)	(263.689)	-4,2%	(662.568)	(951.288)	-30,4%
Juros Sobre o Capital Próprio	(97.714)	(131.803)	-25,9%	(249.033)	(478.971)	-48,0%
	437.668	181.799	140,7%	1.458.507	563.292	158,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO						
Contribuição Social	(43.109)	(20.910)	106,2%	(143.348)	(62.718)	128,6%
Imposto de Renda	(117.665)	(56.455)	108,4%	(394.034)	(172.622)	128,3%
LUCRO LÍQUIDO	276.894	104.434	165,1%	921.126	327.952	180,9%

Nota:

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

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

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)						
CPFL PAULISTA						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	4.574.682	4.136.870	10,6%	12.051.451	10.766.617	11,9%
Receita Operacional Líquida	2.914.610	2.772.410	5,1%	7.612.682	6.745.874	12,8%
Custo com Energia Elétrica	(2.114.248)	(2.034.871)	3,9%	(5.344.757)	(4.702.400)	13,7%
Custos e Despesas Operacionais	(551.549)	(619.707)	-11,0%	(1.506.793)	(1.652.704)	-8,8%
Resultado do Serviço	248.814	117.832	111,2%	761.133	390.769	94,8%
EBITDA⁽¹⁾	310.594	178.287	74,2%	957.090	564.955	69,4%
Resultado Financeiro	(29.004)	(45.808)	-36,7%	(63.925)	(184.717)	-65,4%
Lucro antes da Tributação	219.809	72.025	205,2%	697.208	206.052	238,4%
Lucro Líquido	140.604	42.664	229,6%	443.747	118.256	275,2%
CPFL PIRATININGA						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.791.030	1.756.570	2,0%	4.930.446	4.637.887	6,3%
Receita Operacional Líquida	1.108.488	1.162.416	-4,6%	3.009.169	2.899.796	3,8%
Custo com Energia Elétrica	(831.646)	(894.263)	-7,0%	(2.175.406)	(2.086.446)	4,3%
Custos e Despesas Operacionais	(216.334)	(202.389)	6,9%	(582.273)	(581.694)	0,1%
Resultado do Serviço	60.509	65.764	-8,0%	251.490	231.655	8,6%
EBITDA⁽¹⁾	85.270	89.825	-5,1%	326.071	303.678	7,4%
Resultado Financeiro	(15.571)	(24.247)	-35,8%	(40.079)	(89.976)	-55,5%
Lucro antes da Tributação	44.938	41.518	8,2%	211.412	141.680	49,2%
Lucro Líquido	27.816	26.053	6,8%	132.104	87.908	50,3%
RGE						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.837.061	1.487.270	23,5%	4.884.522	4.005.395	21,9%
Receita Operacional Líquida	1.141.975	953.510	19,8%	3.096.534	2.475.450	25,1%
Custo com Energia Elétrica	(751.161)	(621.658)	20,8%	(2.029.196)	(1.522.039)	33,3%
Custos e Despesas Operacionais	(244.747)	(267.597)	-8,5%	(700.820)	(717.678)	-2,3%
Resultado do Serviço	146.067	64.256	127,3%	366.518	235.733	55,5%
EBITDA⁽¹⁾	187.176	103.947	80,1%	491.270	355.166	38,3%
Resultado Financeiro	(15.811)	(23.116)	-31,6%	(45.197)	(90.717)	-50,2%
Lucro antes da Tributação	130.256	41.140	216,6%	321.320	145.016	121,6%
Lucro Líquido	84.629	26.149	223,6%	207.565	91.850	126,0%
RGE SUL						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	1.639.524	1.436.902	14,1%	4.549.321	4.013.628	13,3%
Receita Operacional Líquida	988.894	949.539	4,1%	2.743.475	2.453.939	11,8%
Custo com Energia Elétrica	(695.608)	(685.929)	1,4%	(1.844.550)	(1.638.238)	12,6%
Custos e Despesas Operacionais	(248.950)	(226.334)	10,0%	(671.786)	(725.349)	-7,4%
Resultado do Serviço	44.336	37.276	18,9%	227.138	90.352	151,4%
EBITDA⁽¹⁾	87.777	72.354	21,3%	368.524	215.771	70,8%
Resultado Financeiro	(30.887)	(37.114)	-16,8%	(87.278)	(93.522)	-6,7%
Lucro antes da Tributação	13.448	162	8186,4%	139.859	(3.170)	-
Lucro Líquido	4.038	(12.025)	-	80.053	(20.871)	-
CPFL SANTA CRUZ						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Bruta	474.930	428.967	10,7%	1.282.036	1.147.880	11,7%
Receita Operacional Líquida	310.997	293.431	6,0%	845.044	751.821	12,4%
Custo com Energia Elétrica	(200.989)	(182.098)	10,4%	(523.998)	(430.537)	21,7%
Custos e Despesas Operacionais	(74.351)	(82.859)	-10,3%	(219.784)	(227.530)	-3,4%
Resultado do Serviço	35.656	28.474	25,2%	101.261	93.754	8,0%
EBITDA⁽¹⁾	47.193	43.811	7,7%	134.946	126.915	6,3%
Resultado Financeiro	(6.440)	(1.519)	323,8%	(12.554)	(20.040)	-37,4%
Lucro antes da Tributação	29.217	26.955	8,4%	88.707	73.714	20,3%
Lucro Líquido	19.807	21.594	-8,3%	57.657	50.809	13,5%

Nota:

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

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

CPFL Paulista						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	2.180	2.158	1,0%	6.968	6.762	3,0%
Industrial	2.776	2.784	-0,3%	8.190	8.021	2,1%
Comercial	1.257	1.239	1,5%	4.123	4.056	1,7%
Outros	1.182	1.128	4,8%	3.349	3.211	4,3%
Total	7.394	7.308	1,2%	22.630	22.050	2,6%

CPFL Piratininga						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	915	915	-0,1%	2.932	2.903	1,0%
Industrial	1.663	1.595	4,3%	4.926	4.654	5,8%
Comercial	559	556	0,5%	1.836	1.801	2,0%
Outros	307	284	7,9%	902	852	5,8%
Total	3.444	3.351	2,8%	10.596	10.210	3,8%

RGE						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	697	656	6,3%	2.078	1.981	4,9%
Industrial	911	879	3,7%	2.608	2.540	2,7%
Comercial	309	318	-2,9%	1.009	1.028	-1,9%
Outros	684	688	-0,5%	2.200	2.162	1,7%
Total	2.601	2.540	2,4%	7.894	7.711	2,4%

RGE Sul						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	642	617	4,0%	2.075	2.029	2,3%
Industrial	768	734	4,6%	2.194	2.121	3,4%
Comercial	278	284	-2,2%	979	959	2,1%
Outros	415	410	1,2%	1.694	1.619	4,6%
Total	2.102	2.045	2,8%	6.942	6.727	3,2%

CPFL Santa Cruz						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	193	192	0,7%	595	582	2,3%
Industrial	251	229	9,4%	735	694	6,0%
Comercial	80	80	-0,5%	260	258	0,8%
Outros	184	187	-1,4%	540	517	4,6%
Total	708	688	2,9%	2.131	2.050	3,9%

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

CPFL Paulista						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	2.180	2.158	1,0%	6.968	6.762	3,0%
Industrial	626	678	-7,7%	1.886	2.061	-8,5%
Comercial	941	963	-2,2%	3.096	3.183	-2,7%
Outros	1.154	1.089	5,9%	3.247	3.094	4,9%
Total	4.901	4.888	0,3%	15.196	15.100	0,6%

CPFL Piratininga						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	915	915	-0,1%	2.932	2.903	1,0%
Industrial	291	305	-4,6%	861	935	-7,9%
Comercial	397	406	-2,2%	1.321	1.356	-2,6%
Outros	263	245	7,4%	775	742	4,5%
Total	1.867	1.872	-0,3%	5.889	5.936	-0,8%

RGE						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	697	656	6,3%	2.078	1.981	4,9%
Industrial	319	312	2,0%	908	909	-0,1%
Comercial	283	293	-3,4%	923	947	-2,6%
Outros	678	683	-0,7%	2.181	2.149	1,5%
Total	1.977	1.944	1,7%	6.090	5.987	1,7%

RGE Sul						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	642	617	4,0%	2.075	2.029	2,3%
Industrial	220	235	-6,3%	634	697	-9,0%
Comercial	234	250	-6,4%	829	849	-2,4%
Outros	413	408	1,1%	1.688	1.614	4,6%
Total	1.509	1.510	-0,1%	5.227	5.190	0,7%

CPFL Santa Cruz						
	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Residencial	193	192	0,7%	595	582	2,3%
Industrial	101	100	0,6%	300	336	-10,7%
Comercial	75	76	-1,4%	244	248	-1,4%
Outros	184	187	-1,4%	540	517	4,6%
Total	554	555	-0,3%	1.680	1.682	-0,1%

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

(em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro Forma (3T18)

Dívida Líquida - Projetos de Geração

set/18	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida Bruta	538	5.880	-	6.418	512	-	1.215	195	1.922	8.340
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(112)	(1.044)	(8)	(1.163)	(11)	(56)	(62)	(7)	(136)	(1.299)
Dívida Líquida	427	4.836	(8)	5.255	501	(56)	1.153	188	1.786	7.041
Participação CPFL (%)	65,00%	51,60%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
Dívida Líquida dos Projetos	278	2.495	(5)	2.768	244	(14)	588	100	918	3.687

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida Bruta	20.650
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(3.579)
Dívida Líquida (IFRS)	17.071
(-) Projetos 100%	(5.255)
(+) Consolidação Proporcional	3.687
Dívida Líquida (Pro Forma)	15.503

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (3T18 - Últimos 12 Meses)

EBITDA - Projetos de Geração

3T18 - Últ. 12M	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	Ceran	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita Operacional	330	2.011	51	2.393	578	394	863	872	2.707	5.100
Despesa Operacional	(103)	(747)	(19)	(869)	(281)	(315)	(207)	(567)	(1.369)	(2.238)
EBITDA	227	1.265	32	1.524	297	80	656	305	1.338	2.862
Participação CPFL (%)	65,00%	51,60%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	-	-
EBITDA Proporcional	148	653	19	819	144	20	335	163	662	1.481

Reconciliação

CPFL Energia - 3T18 - Últ. 12M	
Lucro Líquido	1.993
Amortização	1.578
Resultado Financeiro	1.122
Imposto de Renda/Contribuição Social	955
EBITDA	5.649
(-) Equivalência patrimonial	(301)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.524)
(+) EBITDA Proporcional	1.481
EBITDA Pro Forma	5.306

Dívida Líquida / EBITDA Pro Forma	2,92x
--	--------------

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