

São Paulo, 13 de novembro de 2014 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T14**. 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 3T13, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA CRESCIMENTO DE 19% NA RECEITA LÍQUIDA NO 3T14

Indicadores (R\$ Milhões)	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.516	14.490	0,2%	44.644	43.467	2,7%
Mercado Cativo	10.401	10.084	3,1%	32.085	30.589	4,9%
TUSD	4.115	4.407	-6,6%	12.560	12.877	-2,5%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	5.381	4.482	20,1%	15.361	13.708	12,1%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	4.012	3.367	19,2%	11.427	10.163	12,4%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	859	1.064	-19,2%	2.418	2.720	-11,1%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	999	911	9,6%	2.824	2.869	-1,6%
Lucro líquido (IFRS)	97	356	-72,6%	418	955	-56,2%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	228	259	-11,9%	732	900	-18,7%
Investimentos	251	331	-24,1%	782	1.361	-42,6%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 3T14

- Crescimento de **0,2%** nas vendas na **área de concessão - residencial (+4,4%), comercial (+6,9%) e industrial (-5,9%)**
- Aporte de **Conta ACR** no montante de **R\$ 205 milhões** no 3T14, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas
- Reajuste tarifário econômico de **19,73%** na **CPFL Piratininga**, em out/14
- **Comercialização e Serviços - EBITDA** de **R\$ 70 milhões** no 3T14
- **Investimentos** de **R\$ 251 milhões** no 3T14 e de **R\$ 782 milhões** no 9M14
- Expansão **CPFL Renováveis**: conclusão da **associação com a DESA** em 30/set, com eficácia a partir de **01/out**
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index** (DJSI Emerging Markets), pelo **3º ano consecutivo**
- **CPFL Energia** foi eleita a melhor empresa do país no setor de energia pelo **Anuário Época Negócios 360º**
- **CPFL** entre as 150 melhores empresas para se trabalhar pelo **Guia Exame Você S.A. 2014**, pelo **13º ano consecutivo**

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

- Sexta-feira, 14 de novembro de 2014 – 11h00 (Brasília), 08h00 (EST)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO	6
3) VENDAS DE ENERGIA	8
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	8
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	9
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	9
3.1.3) TUSD.....	9
3.2) Capacidade Instalada de Geração.....	10
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	10
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	12
4.2) Apresentação dos números gerenciais	13
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	13
5.1) Receita Operacional	13
5.2) Custo com Energia Elétrica.....	14
5.3) Custos e Despesas Operacionais	15
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios	17
5.5) EBITDA.....	17
5.6) Resultado Financeiro	17
5.7) Lucro Líquido	18
6) ENDIVIDAMENTO	18
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	18
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida	20
6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada).....	21
6.4) Dívida Líquida e Alavancagem	23
7) INVESTIMENTOS	23
8) DIVIDENDOS	24
9) MERCADO DE CAPITALIS	25
9.1) Desempenho das Ações	25
9.2) Volume Médio Diário.....	26
9.3) <i>Ratings</i>	26
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	27
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2014.....	28
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	29
12.1) Segmento de Distribuição	29
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	29
12.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	34
12.1.3) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	35
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	36

12.3) Segmento de Geração Convencional.....	36
12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	36
12.4) CPFL Renováveis	39
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	39
12.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%	41
12.4.3) Evento subsequente – associação com a Dobrevê Energia.....	42
13) ANEXOS.....	43
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia.....	43
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	44
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)	45
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	46
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	47
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	48
13.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	49
13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	50
13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)	51
13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)	52
13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)	53
13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	54
13.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh).....	56
13.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	57

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ano de 2014 continua apresentando uma hidrologia desfavorável para a recomposição dos reservatórios. No período de janeiro a outubro, registramos o 13º pior período da série histórica de 84 anos, o que leva o Operador Nacional do Sistema – ONS a prever que o nível de reservatórios chegará a 19% no final de novembro, quando se encerra o período seco. Esse nível é menor do que o registrado em novembro de 2000, período que antecedeu ao racionamento. Felizmente, hoje contamos com um parque termelétrico mais desenvolvido, que segue despachado na base para dar suporte ao atendimento da carga e garantir a segurança do sistema. Como consequência, os custos de geração seguem elevados e já se refletem em aumentos nas tarifas aos consumidores finais.

No âmbito regulatório, iniciaram-se as discussões para revisão dos limites máximo e mínimo do PLD, um tema relevante para os agentes do setor, que a ANEEL deve concluir ainda em 2014. Em pauta também estão as discussões em torno do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, fator de extrema importância para garantir a sustentabilidade econômico-financeira das concessões do segmento. Além disso, destacamos a abertura de Audiência Pública pela ANEEL para discutir a contabilização de ativos e passivos regulatórios, um antigo pleito das distribuidoras, que visa principalmente reduzir a volatilidade dos resultados das concessionárias de distribuição no curto prazo.

No final de outubro, nossa subsidiária CPFL Piratininga, que representa parte significativa do resultado do segmento de distribuição do Grupo e atende mais de 1,6 milhão de consumidores, teve seu reajuste tarifário anual. O reajuste total homologado pela ANEEL foi de 19,73%, sendo 15,81% relativos ao reajuste econômico e 3,92% correspondente aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,43%. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 15,50%, com destaque para o aumento nos custos com aquisição de energia, enquanto a participação da Parcela B foi de 0,31%.

Apesar da crise hídrica, a CPFL Energia segue apresentando vigor em seus resultados. No segmento de distribuição, as vendas continuam crescendo no mercado de baixa tensão, mesmo com os efeitos da restrição no abastecimento de água em algumas regiões de nossa área de concessão, o que reduz o uso de chuveiro elétrico e máquinas de lavar roupa, dentre outros. Já o segmento industrial apresentou retração do consumo no trimestre, resultado direto da desaceleração da produção industrial no Brasil. Mesmo assim, a remuneração das concessionárias de distribuição não é afetada da mesma maneira em função da preservação dos contratos para uso da rede (contratos de demanda).

O segmento de geração refletiu os impactos do GSF no trimestre, efeito mitigado pelo crescente desempenho do nosso parque de geração renovável. No âmbito da contínua expansão e aumento da contribuição da CPFL Renováveis, foi concluída a associação com a DESA, cuja consolidação se dará a partir de outubro. Com isso, a CPFL Renováveis passa a contar com 1.773 MW de capacidade instalada em operação e 336 MW em construção, com atuação diversificada entre as principais fontes.

O segmento de comercialização e serviços continua a se destacar, refletindo acertada estratégia em um momento de preços de energia em elevação. O EBITDA do segmento alcançou R\$ 70 milhões no trimestre.

No que se refere ao endividamento da companhia, ressaltamos que nosso nível de alavancagem líquida recuou pelo quarto trimestre consecutivo e o caixa de quase R\$ 4 bilhões se faz suficiente e adequado para cumprir todos os compromissos de curto prazo da companhia e garantir liquidez em meio ao cenário turbulento.

Vale ressaltar ainda que a Companhia mantém seus esforços de redução de custos e já acumula R\$ 268 milhões em economias desde 2011, em bases reais, dadas as iniciativas acertadas como a implementação do Orçamento Base Zero.

No âmbito da Inovação, a CPFL Energia deu início à segunda fase do programa de Mobilidade Elétrica e a expectativa é de que a frota alcance 27 veículos elétricos até o final de 2015, com investimentos da ordem de R\$ 21 milhões até 2018.

A hidrologia do período úmido, que se inicia em dezembro de 2014, será crítica para garantir o adequado suprimento de energia durante o ano de 2015. A CPFL Energia continua fazendo sua parte, focando na operação eficiente de seus ativos e colaborando ativamente com o regulador e com o operador do sistema na busca de soluções e melhorias para o parque gerador nacional, bem como na tentativa de consolidar regras claras, estáveis e que garantam a adequada remuneração dos ativos do setor elétrico.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Nos últimos meses, a economia dos EUA parece ter encontrado o caminho da recuperação. O PIB norte-americano acumula alta de 2,3% em 2014. O resultado positivo é fruto do bom desempenho da balança comercial e do aumento do gasto público. Por outro lado, o fraco desempenho da demanda privada vem frustrando, uma vez que o consumo das famílias e os investimentos (inclusive residenciais) desaceleraram na última observação. Apesar disso, as perspectivas são bastante favoráveis para o desempenho da maior economia do mundo. Com efeito, os indicadores antecedentes, tais como o desempenho do mercado de trabalho e a confiança empresarial, reforçam as expectativas de crescimento do PIB de 2,1% em 2014. As incertezas ficam por conta da antecipação do ciclo de aperto monetário do FED, que confirmou as expectativas de encerrar o seu programa de compra de ativos, mas ainda sem definição de prazo. Ao que tudo indica a taxa básica de juros deverá se manter próxima de zero até que o mercado de trabalho mostre resultados mais consistentes.

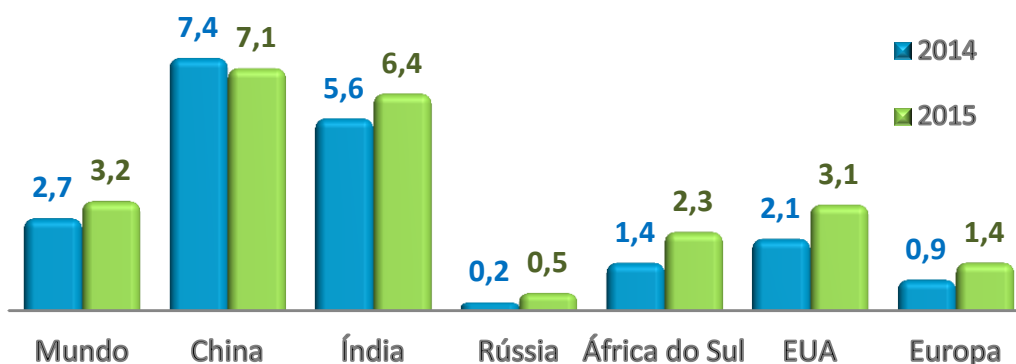
Na Zona do Euro, a atividade caminha para um resultado positivo em 2014, após dois anos de recessão. Entretanto, um risco elevado de deflação ameaça a região, num contexto em que a ociosidade da indústria segue significativa. O desemprego se mantém elevado, principalmente entre os jovens, e a renda real da população continua estagnada. No mais, o Banco Central Europeu (BCE) sinaliza intensificar seu programa de compra de ativos e se mostra favorável a um afrouxamento da austeridade fiscal. A previsão de crescimento das economias do bloco é de 0,9% em 2014.

Na China, os principais indicadores - tais como as vendas do varejo e a produção industrial - revelam manutenção do crescimento, ainda que se note desaceleração no fluxo de investimentos diretos e em ativos fixos. Outro fator de preocupação é a desaceleração do setor de construção, uma vez que isso prejudica o desempenho do comércio mundial, derruba o preço das *commodities* e debilita as economias emergentes. Para evitar uma desaceleração, o governo vem adotando medidas para injetar liquidez no sistema, como o afrouxamento da política creditícia, e vem sinalizando a possibilidade de cortar suas taxas básicas de juros.

Para a economia mundial, espera-se uma alta do PIB de 2,7% em 2014, ante 3,2% em 2013. Para 2015 a estimativa é de 3,2%.

Projeção para o PIB 2014 e 2015 (%) | economias selecionadas

Fonte: FMI



No Brasil, a produção industrial registrou recuo de 3,7% no 3T14, após forte queda de 5,3% no 2T14 (ambas as comparações com mesmo período de 2013, sem ajuste sazonal). Assim, a

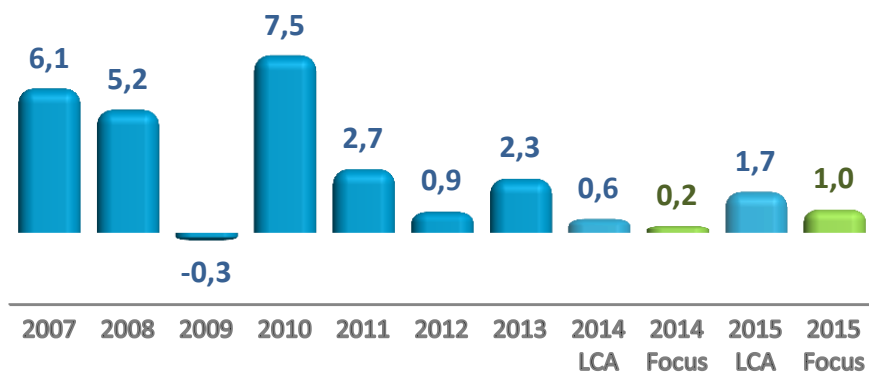
indústria segue com desempenho fraco, e deve fechar 2014 com queda de 2,2%¹.

A massa de renda e as vendas do comércio, por sua vez, têm resultados positivos em 2014. A massa cresceu 3,0% no acumulado até setembro de 2014 ante mesmo período de 2013, enquanto as vendas do comércio mostram resultado 2,9% superior, na comparação com igual período de 2013. Ainda que sinalizando acomodação, esses indicadores seguem influenciados pela melhora do crédito e da renda dos últimos anos.

Diante desse cenário, estima-se que a alta do PIB brasileiro seja de apenas 0,2% em 2014¹, fruto da piora dos indicadores de confiança, dos estoques elevados na indústria, do aperto nas condições de crédito, da acomodação da massa de renda e das incertezas quanto à política monetária. Entretanto, a melhora do cenário externo, favorecido por novo impulso no comércio internacional, pode mitigar parcialmente esses efeitos. Para 2015, as projeções de PIB apontam crescimento de 1,0%.

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE



¹ Boletim FOCUS de 31/10/2014

3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 3T14, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.516 GWh, um aumento de 0,2%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Mercado Cativo	10.401	10.084	3,1%	32.085	30.589	4,9%
TUSD	4.115	4.407	-6,6%	12.560	12.877	-2,5%
Total	14.516	14.490	0,2%	44.644	43.467	2,7%

No 3T14, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.401 GWh, um aumento de 3,1%. O consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, atingiu 4.115 GWh no 3T14, uma redução de 6,6%, reflexo da desaceleração da atividade econômica que impactou o consumo dos grandes clientes industriais. Sobre essa quantidade de energia é cobrada Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

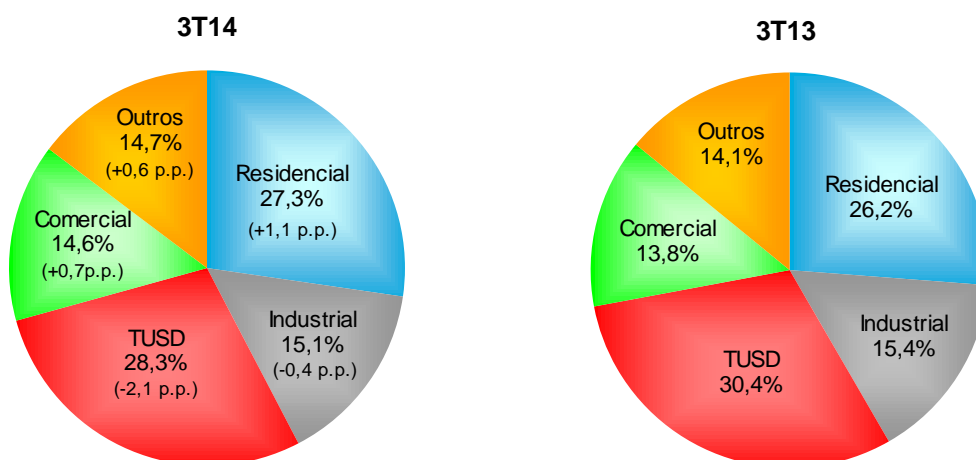
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.	Part.
Residencial	3.964	3.798	4,4%	12.325	11.477	7,4%	27,3%
Industrial	6.061	6.442	-5,9%	18.321	18.951	-3,3%	41,8%
Comercial	2.313	2.164	6,9%	7.408	6.879	7,7%	15,9%
Outros	2.178	2.086	4,4%	6.591	6.159	7,0%	15,0%
Total	14.516	14.490	0,2%	44.644	43.467	2,7%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.13.

Destacam-se no 3T14, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (27,3% e 15,9% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 4,4% e de 6,9%, respectivamente. Essas classes continuam sendo favorecidas pelos efeitos acumulados do bom desempenho do emprego e da renda, e o consequente aumento das vendas no comércio varejista, fatores que vêm permitindo o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências e dinamizando as vendas do comércio há vários anos. Nos últimos meses, entretanto, alguns municípios da área de concessão passaram a registrar desaceleração do consumo residencial em função das restrições de abastecimento de água no estado de São Paulo.
- **Classe industrial (41,8% das vendas totais):** queda de 5,9%, refletindo o baixo desempenho da produção industrial nos últimos meses. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Piratininga, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-7,6% ou 162 GWh), especialmente devido ao fraco desempenho do setor de metalurgia.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T13 para o 3T14.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	3.964	3.798	4,4%	12.325	11.477	7,4%
Industrial	2.185	2.237	-2,3%	6.484	6.684	-3,0%
Comercial	2.117	2.007	5,5%	6.821	6.399	6,6%
Outros	2.136	2.041	4,6%	6.455	6.030	7,0%
Total	10.401	10.084	3,1%	32.085	30.589	4,9%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.14.

As vendas no mercado cativo foram favorecidas pelo bom desempenho das classes residencial (4,4%) e comercial (5,5%), embora a classe industrial tenha registrado queda de 2,3%, refletindo a migração de clientes para o mercado livre e o fraco desempenho da produção industrial, como explicado anteriormente.

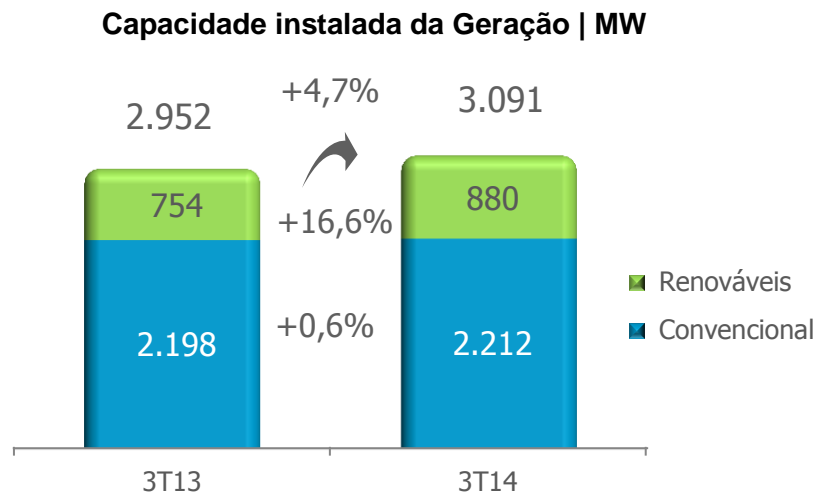
3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Industrial	3.877	4.205	-7,8%	11.837	12.267	-3,5%
Comercial	196	157	24,9%	587	481	22,1%
Outros	42	44	-5,6%	136	129	5,4%
Total	4.115	4.407	-6,6%	12.560	12.877	-2,5%

TUSD por Distribuidora - GWh						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
CPFL Paulista	2.031	2.145	-5,3%	6.143	6.236	-1,5%
CPFL Piratininga	1.467	1.619	-9,4%	4.565	4.820	-5,3%
RGE	518	548	-5,5%	1.551	1.553	-0,2%
CPFL Santa Cruz	10	12	-12,3%	34	34	-0,8%
CPFL Jaguari	16	23	-30,5%	55	73	-24,3%
CPFL Mococa	7	7	-10,7%	20	20	2,2%
CPFL Leste Paulista	12	14	-13,8%	35	41	-15,9%
CPFL Sul Paulista	55	39	41,8%	157	100	57,3%
Total	4.115	4.407	-6,6%	12.560	12.877	-2,5%

3.2) Capacidade Instalada de Geração

No 3T14, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.091 MW de capacidade instalada, uma expansão de 4,7% em relação ao 3T13. Esse aumento deve-se principalmente à adição dos parques eólicos Campo dos Ventos II (4T13), Rosa dos Ventos (1T14) e Atlântica (1T14) além da usina termoelétrica à biomassa Alvorada (4T13).



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis, de 58,8%, na data base de 30/09/2014. A partir de outubro de 2014, a participação passou a ser de 51,6% por conta da conclusão da associação com a DESA.

4) 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 (e ajustadas de forma comparativa em 2012), 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 2014 e de 2013, e 31 de dezembro de 2013, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

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	4.097	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	1.608	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	1.426	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Paraná	27	201	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	55	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	38	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	81	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Minas Gerais	4	44	16 anos	Julho de 2015

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	1 Hidrelétrica, 1 PCH e 1 Térmica	694 MW	694 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 57,13%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	195 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% ⁽²⁾	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 58,83%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade Limitada	Direta 100%	São Paulo	9 PCHs	24 MW	24 MW

Notas:

- (1) Em função de alterações nas normas contábeis, estas empresas são tratadas como negócios em conjunto e a partir de 01/01/2013 (e comparativamente nos saldos de 2012) não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, sendo seus ativos, passivos e respectivos resultados registrados através de equivalência patrimonial;
- (2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

Comercialização de energia e prestação de serviços	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 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") ⁽¹⁾	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") ⁽²⁾	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ⁽³⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

(1) Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.;

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL BioAnicuns S.A.;

(3) Empresa anteriormente denominada CPFL Bio Itapaci S.A..

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguar de Geração de Energia Ltda. ("Jaguar 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 Participações S.A. ("CPFL Participações")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de setembro de 2014, a CPFL Energia detinha participação indireta de 58,83% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração¹.

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.

¹ Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis, de 58,8%, na data base de 30/09/2014. A partir de outubro de 2014, a participação passou a ser de 51,6% por conta da conclusão da associação com a DESA.

4.2) Apresentação dos números gerenciais

A partir do 1T14, a apresentação dos números gerenciais será feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	5.381.214	4.482.433	20,1%	15.361.155	13.707.889	12,1%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	5.144.538	4.580.808	12,3%	15.149.092	13.803.819	9,7%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	4.011.722	3.366.849	19,2%	11.426.915	10.162.791	12,4%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	3.804.582	3.445.888	10,4%	11.263.232	10.248.022	9,9%
Custo com Energia Elétrica (IFRS)	(2.660.856)	(1.948.600)	36,6%	(7.653.506)	(6.002.363)	27,5%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS)	(995.803)	(894.142)	11,4%	(2.940.586)	(3.143.052)	-6,4%
Resultado do Serviço (IFRS)	585.316	759.372	-22,9%	1.468.876	1.770.468	-17,0%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	859.273	1.063.707	-19,2%	2.417.622	2.720.139	-11,1%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	998.600	913.477	9,3%	2.823.772	2.870.932	-1,6%
Resultado Financeiro (IFRS)	(374.980)	(241.661)	55,2%	(821.929)	(800.345)	2,7%
Lucro Antes da Tributação (IFRS)	197.345	558.793	-64,7%	744.960	1.044.859	-28,7%
Lucro Líquido (IFRS)	97.426	355.875	-72,6%	417.713	954.613	-56,2%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	228.156	261.009	-12,6%	732.110	902.057	-18,8%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

5.1) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS) no 3T14 atingiu R\$ 5.381 milhões, representando um aumento de 20,1% (R\$ 899 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 5.145 milhões, um aumento de 12,3% (R\$ 564 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 4.012 milhões no 3T14, representando um aumento de 19,2% (R\$ 645 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 3.805 milhões, um aumento de 10,4% (R\$ 359 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida gerencial, já consideradas todas as eliminações, foram:

- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 130 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 116 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 75 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 38 milhões.

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.661 milhões no 3T14, representando um aumento de 36,6% (R\$ 712 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.171 milhões (R\$ 115 milhões), um aumento de 5,6%. Os fatores que explicam essa variação seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 3T14 atingiu R\$ 2.578 milhões, um aumento de 45,3% (R\$ 804 milhões). Na visão gerencial, o custo com energia comprada para revenda no 3T14 foi de R\$ 2.094 milhões, o que representa um aumento de 12,8% (R\$ 238 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 922 milhões), devido ao aumento de 57,2% no preço médio de compra e de 4,5% (537 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 10 milhões), devido ao aumento de 14,5% no preço médio de compra;
 - (iii) Redução de aporte de recursos da CDE/CCEE (reductor de custo), que no 3T14 foi de R\$ 205 milhões (no 3T13 foi de R\$ 226 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 43 milhões) devido à redução de 65,4% na quantidade de energia comprada (1.032 GWh) parcialmente compensado pelo aumento no preço médio de compra de 119,0%.

No 3T14 ocorreram os efeitos **não-recorrentes**:

- a. **CPFL Renováveis**: GSF no valor de R\$ 21 milhões no 3T14;
- b. **CPFL Geração**: GSF no valor de R\$ 102 milhões nos empreendimentos hidrelétricos de Geração Convencional;

Em contrapartida no 3T13, ocorreram os seguintes efeitos **não-recorrentes**:

- c. **CPFL Renováveis**: houve a compra de energia para suprir lastro de contratos de venda de energia das usinas Bio Coopcana e Bio Alvorada devido à revisão do cronograma de obras no valor de R\$ 30 milhões no 3T13 e que não se repetiu no 3T14.

Expurgando os efeitos **não-recorrentes**, a compra de energia de curto prazo no 3T14 reduziu R\$ 132 milhões em relação a 3T13.

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 68 milhões);
- (vi) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 2 milhões), decorrente principalmente do aumento de 3,6% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 4,0% na quantidade de energia comprada (110 GWh);
- (vii) Variação de R\$ 507 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 257 milhões no 3T13 para um líquido a receber de R\$ 251 milhões no 3T14.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 83 milhões no 3T14, uma redução de 52,5% (R\$ 92 milhões) em relação a 3T13. Na visão gerencial atingiram R\$ 77 milhões no 3T14, redução de 61,5% (R\$ 123 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 304 milhões), passando de um custo de R\$ 152 milhões no 3T13, para uma receita de R\$ 152 milhões no 3T14, expurgando o efeito **não-recorrente** referente ao estorno de provisão de R\$ 8 milhões na CPFL Geração e R\$ 3 milhões na CPFL Renováveis realizada no 3T13 referente aos encargos de serviço de sistema estabelecida pela Resolução CNPE 03/2013;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Redução de 100,0% (R\$ 132 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
- (iii) Aumento de 41,9% nos encargos da rede básica (R\$ 64 milhões);
- (iv) Redução de 57,9% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 11 milhões);
- (v) Redução de 100,0% nos encargos de energia de reserva – EER (R\$ 3 milhões – reduzidor de custo no 3T13);
- (vi) Aumento de R\$ 2 milhões em encargos de transporte de Itaipu e encargos de conexão;
- (vii) Aumento de 11,8% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1 milhão);
- (viii) Aumento de R\$ 21 milhões nos ativos e passivos regulatórios.

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Custo de construção) atingiram R\$ 996 milhões no 3T14, registrando um aumento de 11,4% (R\$ 102 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.136 milhões no 3T14 (R\$ 168 milhões), um aumento de 17,3%, decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 623 milhões no 3T14, comparado a R\$ 466 milhões no 3T13, registrando um aumento de 33,6% (R\$ 157 milhões);
- Aumento de 5,6% em Depreciação e Amortização (R\$ 14 milhões), devido basicamente ao (i) aumento de R\$ 8 milhões decorrente do efeito das empresas que entraram em operação na CPFL Renováveis e (ii) aumento de R\$ 10 milhões na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição, devido principalmente às adições na base de ativos ocorridas no período;
- Aumento de 16,9% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Redução de 2,1% (R\$ 5 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 230 milhões no 3T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	3T14	3T13	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(213,4)	(185,6)	(27,7)	14,9%
Material	(31,3)	(24,7)	(6,6)	26,7%
Serviços de Terceiros	(127,0)	(113,8)	(13,2)	11,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(94,9)	(61,1)	(33,7)	55,2%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(466,6)	(385,3)	(81,2)	21,1%
Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Regulatórios				
Pessoal	5,0	4,4		
Material	(161,8)	(28,1)		
Serviços de Terceiros	5,8	0,6		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(5,4)	(10,4)		
Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Regulatórios - (B)	(156,5)	(33,5)	(122,9)	366,4%
Efeitos não-recorrentes				
Alienação de ativos - distribuidoras		47,3	(47,3)	-
(=) Total efeitos não-recorrentes (C)	-	47,3	(47,3)	-
PMSO gerencial				
Pessoal	(208,3)	(181,2)	(27,1)	15,0%
Material	(193,1)	(52,8)	(140,3)	265,5%
Serviços de Terceiros	(121,3)	(113,3)	(8,0)	7,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(100,3)	(118,8)	18,6	-15,6%
Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) + (C)	(623,0)	(466,2)	(156,8)	33,6%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 15,0% (R\$ 27 milhões), devido principalmente i) aos efeitos do acordo coletivo (R\$ 11 milhões); ii) pelo aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 6 milhões) e iii) redução na capitalização de custos de pessoal em investimento a partir de janeiro de 2014, seguindo nova metodologia estabelecida pela ANEEL (R\$ 11 milhões);
- (ii) Aumento de 265,5% em Material (R\$ 140 milhões), devido principalmente à aquisição de materiais, com destaque para a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que variou R\$ 133 milhões;
- (iii) Aumento de 7,0% em Serviços de Terceiros (R\$ 8 milhões);
Parcialmente compensado por:
- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 15,6% (R\$ 19 milhões), principalmente pela redução em despesas legais e judiciais (R\$ 6 milhões) e outros (R\$ 13 milhões).

Os itens referentes à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA e o PMSO do segmento de Serviços estão diretamente associados a geração de receitas a partir dessas atividades. Desta forma, ao expurgá-las da comparação trimestral, o PMSO gerencial aumentaria 2,8% (R\$ 11 milhões), abaixo do IGP-M de 3,5% (últimos doze

meses).

5.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um ativo líquido de R\$ 52 milhões no 3T14 e um passivo líquido de R\$ 135 milhões no 3T13 (impacto no EBITDA), respectivamente. Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 3T14 totalizou R\$ 860 milhões, registrando uma redução de 19,3% (R\$ 205 milhões). O **EBITDA gerencial** no 3T14 registrou R\$ 999 milhões, comparado a R\$ 913 milhões no 3T13, um aumento de 9,3%.

5.6) Resultado Financeiro

No 3T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 375 milhões, um aumento de 55,2% (R\$ 133 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 242 milhões registrados no 3T13. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 350 milhões, um aumento de 46,7% em relação ao mesmo período de 2013 (R\$ 111 milhões).

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro gerencial são:

- Receitas Financeiras: redução de R\$ 4 milhões, passando de R\$ 194 milhões no 3T13 para R\$ 190 milhões no 3T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Maior taxa do CDI (R\$ 23 milhões), refletindo em aumento na atualização dos depósitos judiciais (R\$ 7 milhões), aumento na atualização de créditos fiscais (R\$ 4 milhões), variação dos ativos e passivos regulatórios (R\$ 10 milhões) e aumento na renda de aplicações financeiras (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Variação na atualização monetária do ativo financeiro nas empresas do segmento de Distribuição Ca;
- (iii) Redução no volume de aquisição de créditos de ICMS (R\$ 5 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 24,8% (R\$ 107 milhões), passando de R\$ 433 milhões no 3T13 para R\$ 540 milhões no 3T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Maior taxa do CDI e mudança na composição da dívida (R\$ 73 milhões);
 - (ii) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 16 milhões);
 - (iii) Redução de R\$ 10 milhões na receita com juros capitalizados, devido a entrada em operação comercial dos projetos da CPFL Renováveis (Campos dos Ventos II, Bio Alvorada, Bio Coopcana, complexo eólico Atlântica e complexo eólico Macacos);
 - (iv) Aumento em Outras despesas financeiras (R\$ 30 milhões), devido principalmente ao a prêmio pago pela liquidação antecipada de debêntures de R\$ 9 milhões na CPFL

Geração e b) descontos concedidos em acordos contratuais (R\$ 5 milhões) na CPFL Paulista;

Parcialmente compensados por:

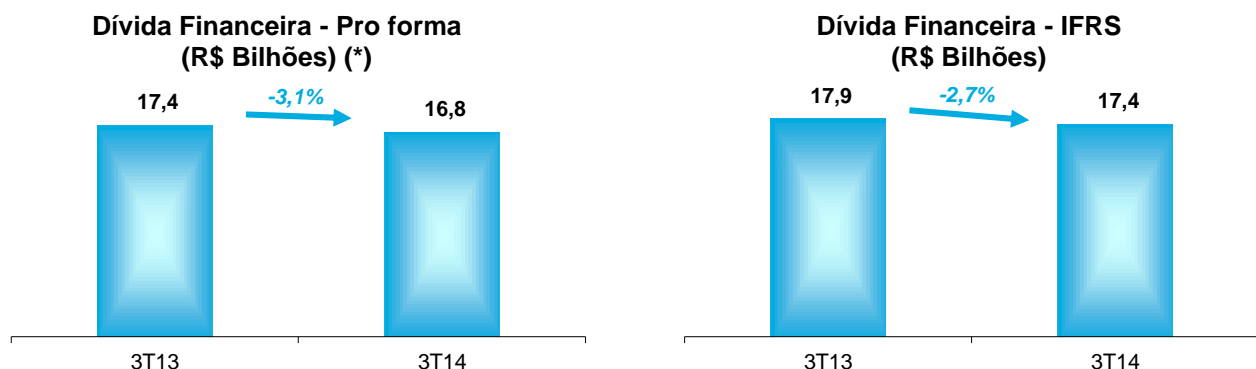
- (v) Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa) devido à atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 16 milhões);
- (vi) Redução nas despesas financeiras de UBP (R\$ 6 milhões), devido à redução do IGP-M, indexador utilizado para atualização desta rubrica.

5.7) Lucro Líquido

No 3T14, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 97 milhões, uma redução de 72,6% em relação ao 3T13. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 228 milhões, uma redução de 12,6% em relação a 3T13.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A Dívida Financeira Pro-forma (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 16.812 milhões no 3T14, redução de R\$ 542 milhões, ou -3,1%, em relação ao 3T13. Esta redução no endividamento é reflexo, principalmente:

- Da diminuição do endividamento em função de amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 911 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo;
- Do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 368 milhões.

As principais captações e amortizações que contribuiram para a variação do saldo da dívida financeira descrita acima foram:

- CPFL Energia (*Holding*): amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 150 milhões:
 - Amortização de principal das debêntures (3ª Emissão de R\$ 150 milhões).

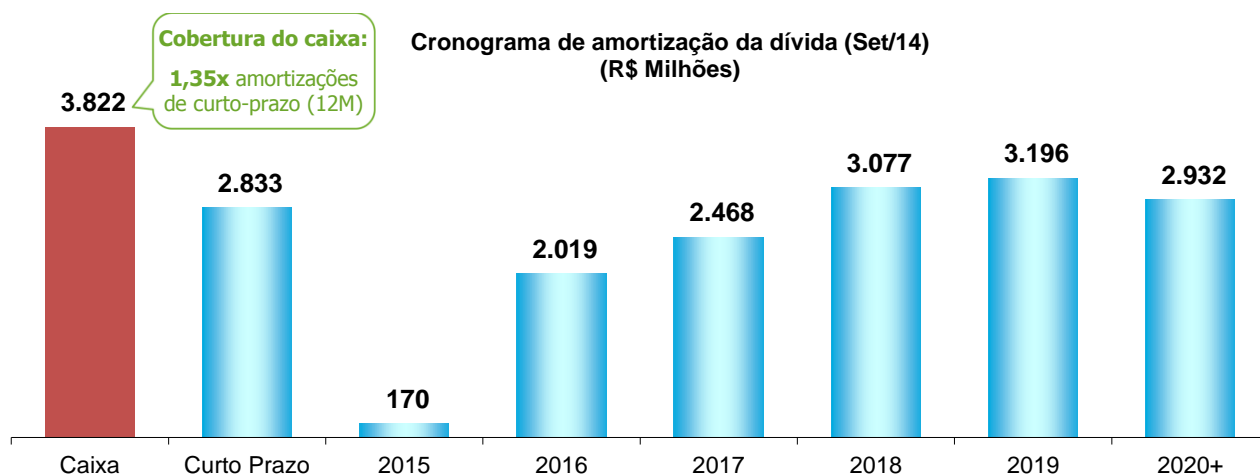
- Segmento de Distribuição: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 657 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 37 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 22 milhões), RGE (R\$ 8 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 19 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 22 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 516 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 379 milhões), RGE (R\$ 33 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 63 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 160 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 68 milhões), RGE (R\$ 86 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 20 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 22 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 424 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 14 milhões), RGE (R\$ 51 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 4 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 66 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Paulista (5ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (5ª Emissão de R\$ 160 milhões) e RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões e 5ª Emissão de R\$ 70 milhões).
- Segmento Comercialização e Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 4 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 10 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 3 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Brasil (R\$ 1 milhão) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões).
- Segmento Geração Convencional: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 82 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 233 milhões);
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (7ª Emissão de R\$ 635 milhões e 8ª Emissão de R\$ 70 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 5 milhões), Baesa (R\$ 20 milhões), Ceran (R\$ 36 milhões), Enercan (R\$ 36 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 66 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 152 milhões) e Epasa (R\$ 6 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões), Epasa (R\$ 10 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 4 milhões).
- CPFL Renováveis: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 72 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 394 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 83 milhões);
 - + Emissão de debêntures (2ª Emissão de R\$ 176 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 390 milhões);

- Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 335 milhões).
- **Outros Segmentos:** captações líquidas totalizando R\$ 45 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 10 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 38 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 3 milhões).

Dívida Financeira - 3T14 - Pro-Forma (R\$ Mil)														
Segmentos	BNDES		Instituições Financeiras		Outros		Moeda Estrangeira		Debêntures		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
Holding (CPFL Energia)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.290.000	-	1.290.000	-	1.290.000	
Distribuição	273.650	1.071.927	194.822	447.225	4.863	15.170	107.401	2.710.033	260.000	2.245.000	840.736	6.489.354	7.330.090	
Comercialização e Serviços	3.675	23.930	1.753	5.270	1.204	2.892	-	-	-	228.000	6.632	260.092	266.724	
Geração Convencional	168.194	1.299.524	-	617.520	10.886	89.809	-	245.220	291.961	2.316.485	471.041	4.568.559	5.039.600	
CPFL Renováveis	128.019	1.320.765	-	-	50.421	391.072	-	-	-	39.055	792.140	217.495	2.503.977	
Outros	325	10.078	6.778	30.650	-	-	-	-	-	-	7.103	40.728	47.831	
Endividamento (Principal)	573.863	3.726.224	203.353	1.100.665	67.374	498.943	107.401	2.955.253	1.881.016	5.581.624	2.833.006	13.862.710	16.695.716	
Encargos												437.129	70.212	507.341
Hedge												(17.269)	(374.214)	(391.484)
Dívida Financeira Incluindo Hedge												3.252.866	13.558.708	16.811.573
Participação sobre o total (%)												19,3%	80,7%	100,0%

Do total do endividamento de R\$ 16.812 milhões no 3T14, R\$ 13.559 milhões (80,7%) são considerados de longo prazo e R\$ 3.253 milhões (19,3%) são considerados de curto prazo. No 3T13, do total de R\$ 17.353 milhões, R\$ 15.075 milhões (86,9%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.279 milhões (13,1%) eram considerados de curto prazo.

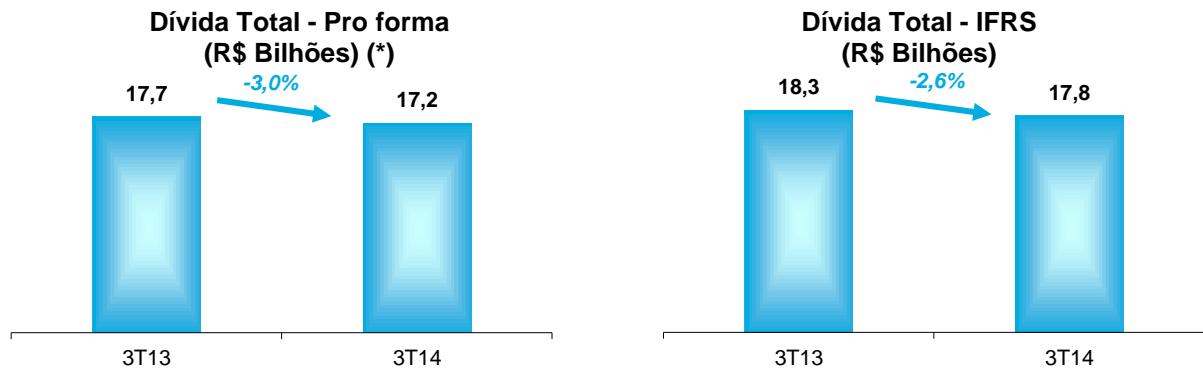
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida



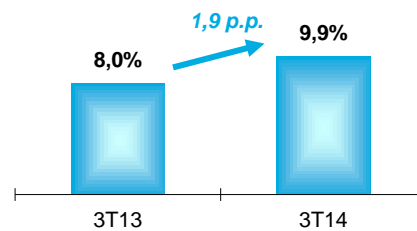
Nota: Considera apenas o principal da dívida; Em 2015, considera amortização a partir de outubro/2015.

A posição de caixa ao final do 3T14 possui índice de cobertura de 1,35x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até meados de 2016. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,81 anos.

6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + Hedge + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



Custo Nominal da Dívida Pro forma (a.a.) (*)

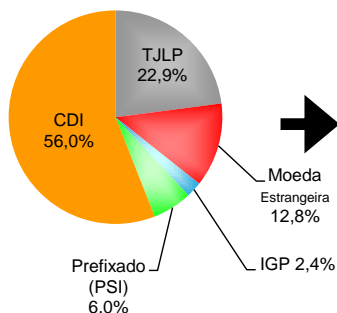


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epsa.

A dívida total no critério Pro-forma, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 17.189 milhões no 3T14, redução de 3,0%. O seu custo médio nominal passou de 8,0% a.a., no 3T13, para 9,9% a.a., no 3T14, em função, entre outros fatores, do aumento do CDI.

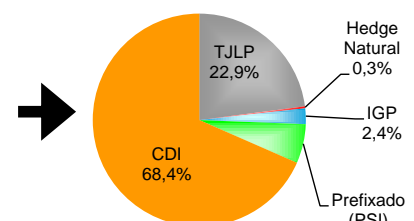
Perfil da Dívida – Pro-forma (*) –3T13

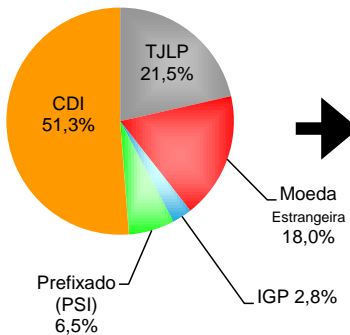
Indexação Original



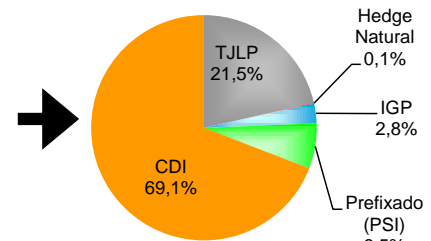
	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	1.790	95,50% a 106,85% do CDI
	228	106,40% a 107,70% do CDI
	165	108% do CDI
	56	176,19% do CDI
	12	95,78% do CDI
Hedge Natural	55	Receita com componente cambial

Indexação Pós-Hedge



Perfil da Dívida – Pro-forma (*) – 3T14
Indexação Original


	R\$ Milhões	Swap
Hedge Natural	52	176,19% do CDI
Hedge Bancário	527	99% a 104% do CDI
	2.153	104,1% a 109% do CDI
	393	109,1% a 109,5% do CDI
Hedge Natural	15	Receita com componente cambial

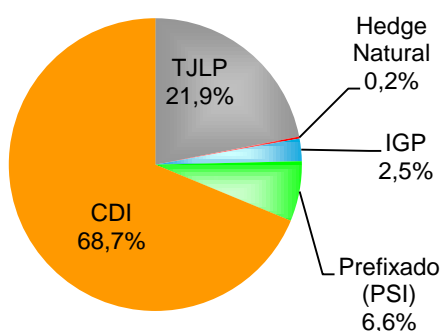
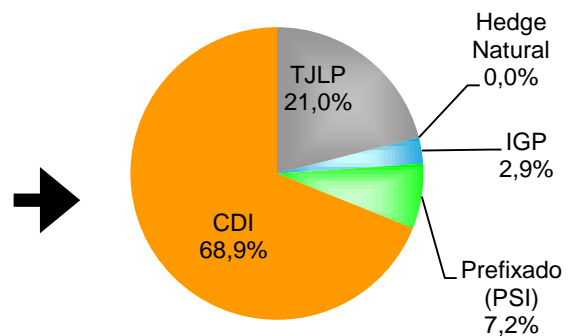
Indexação Pós-Hedge


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;
PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-hedge, podemos observar uma redução da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 22,9%, no 3T13, para 21,5%, no 3T14) e um aumento da participação das dívidas prefixadas-PSI (de 6,0%, no 3T13, para 6,5%, no 3T14), atreladas ao CDI (de 68,4%, no 3T13, para 69,1%, no 3T14) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,4%, no 3T13, para 2,8%, no 3T14).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 18,0%, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira é de 0,1% (parcela esta que possui *hedge* natural).

A dívida atrelada ao IGP-M/IGP-DI está relacionada, em sua maior parte, à dívida com a entidade de previdência privada.

Perfil da Dívida – IFRS – Indexação Pós-Hedge – 3T13 vs. 3T14
3T13

3T14


6.4) Dívida Líquida e Alavancagem

Pro forma (*) - R\$ Mil	3T14	3T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(16.811.573)	(17.353.271)	-3,1%
(+) Disponibilidades	3.822.055	5.133.890	-25,6%
(=) Dívida Líquida	(12.989.517)	(12.219.381)	6,3%

IFRS - R\$ Mil	3T14	3T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.444.684)	(17.921.338)	-2,7%
(+) Disponibilidades	4.000.285	5.405.508	-26,0%
(=) Dívida Líquida	(13.444.399)	(12.515.830)	7,4%

Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

No 3T14, a Dívida Líquida Pro-forma atingiu R\$ 12.990 milhões, um aumento de 6,3% ou R\$ 770 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 3T13 no montante de R\$ 12.219 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *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 um de suas empresas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A” e o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.990 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.896 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 3T14 alcançou 3,33x.

7) INVESTIMENTOS

No 3T14, foram realizados investimentos de R\$ 251 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 154 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 80 milhões à geração (R\$ 61 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 19 milhões de geração convencional e outros) e R\$ 17 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 782 milhões de investimentos no 9M14, dos quais R\$ 502 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 207 milhões à geração (R\$ 175 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 33 milhões de geração convencional e outros) e R\$ 72 milhões à comercialização e serviços. A CPFL Energia contabilizou também R\$ 60 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor (R\$ 149 milhões no 9M14).

Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T14 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente aos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, empreendimentos ainda em construção.

8) DIVIDENDOS

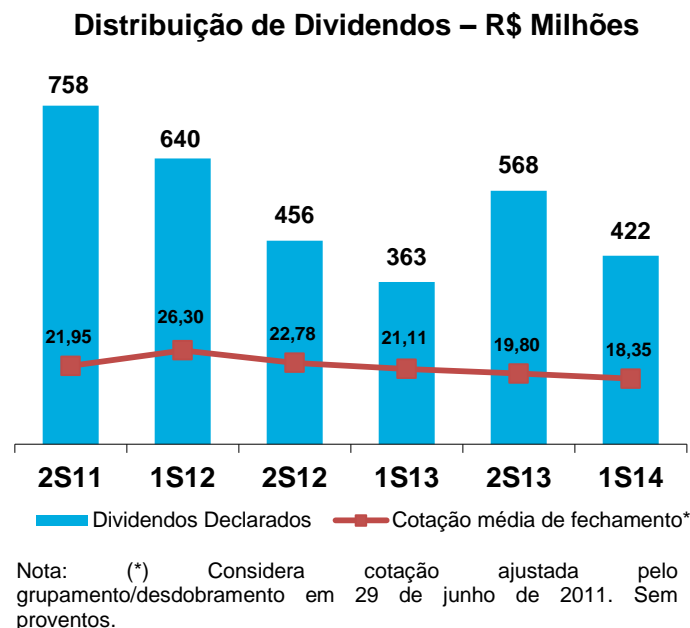
Em 01 de outubro de 2014, foi efetuado o pagamento dos dividendos intermediários, referentes ao 1S14, aos detentores de ações ordinárias, negociadas na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA). O valor total declarado foi de R\$ 422 milhões, equivalentes a R\$ 0,438746730 por ação.

Em 08 de outubro de 2014, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 1S14 aos detentores de ADRs, negociados na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 0,3434 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S12	2S12	1S13	2S13	1S14
Dividend Yield - últimos 12 meses ⁽¹⁾	6,1%	4,6%	3,9%	4,8%	5,4%

Nota: (1) Calculado pela média das cotações de fechamento em cada semestre.

O *dividend yield* referente ao 1S14, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 18,35 por ação) é de 2,4% (5,4% nos últimos 12 meses).



Os montantes declarados respeitam a “política de dividendos” da CPFL Energia, que estabelece que seja distribuído como proventos, na forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio (JCP), o mínimo de 50% do lucro líquido ajustado em bases semestrais. A CPFL Energia tem apresentado um *payout ratio* próximo a 95%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

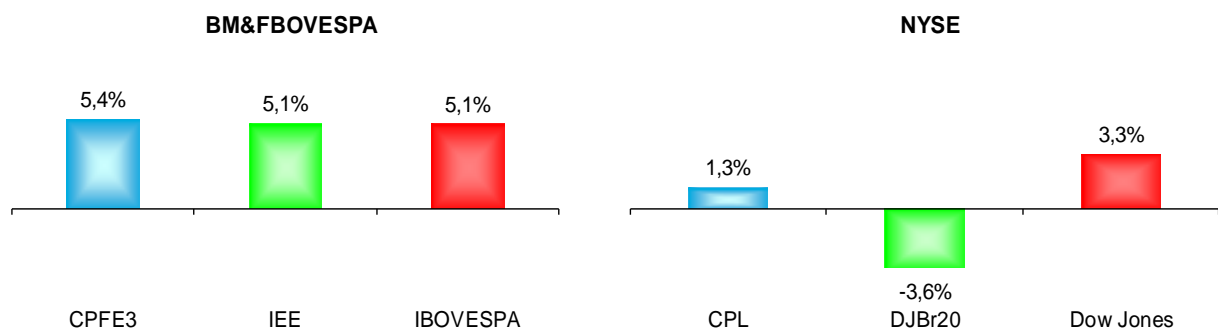
9) MERCADO DE CAPITAIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 30,5% de *free float* (até 30 de setembro de 2014), tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

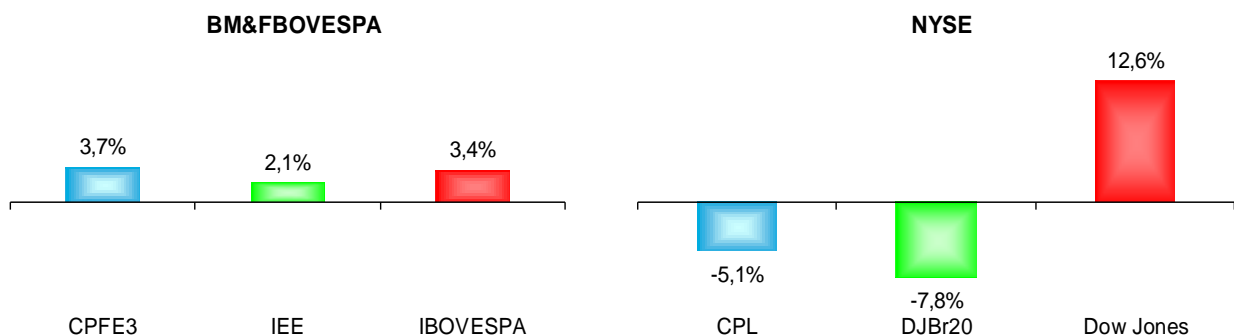
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 19,11 por ação e US\$ 15,55 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/09/2014).

Desempenho das Ações – 9M14 (com ajuste por proventos)



No 9M14, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 5,4% na BM&FBOVESPA e valorização de 1,3% na NYSE.

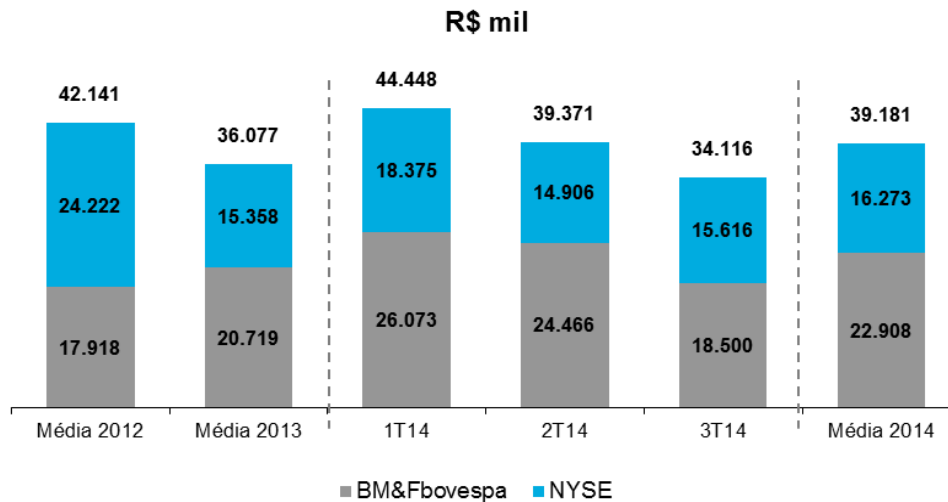
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com ajuste por proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 3,7% na BM&FBOVESPA e desvalorização de -5,1% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 9M14 foi de R\$ 39,2 milhões, sendo R\$ 22,9 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 16,2 milhões na NYSE, representando um aumento de 8,6% em relação a 2013. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 27,1%, passando de uma média diária de 4.208 negócios, em 2013, para 5.348 negócios, no 9M14.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na BM&FBOVESPA e na NYSE.

9.3) Ratings

Em julho de 2014, a Standard&Poor's emitiu um relatório reafirmando seu rating de crédito para a CPFL Energia. Dessa forma, a Companhia sustenta o rating AA+ em escala nacional, com perspectiva estável.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos ratings corporativos da CPFL Energia:

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2011	2012	2013	3T14
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição no final do período.

10) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de Governança Corporativa da CPFL Energia se baseia em quatro princípios: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, aplicado a todas as empresas do grupo.

A CPFL Energia é listada nos segmentos de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e ADRs Nível III na Bolsa de Nova York, sendo vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBovespa. Seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias e assegura *tag along* de 100%, no caso de alienação de controle.

O Conselho de Administração da Companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela Lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em seu Regimento Interno. O órgão é composto por um conselheiro independente e seis conselheiros indicados pelos acionistas controladores, com prazo de mandato de um ano sendo permitida a reeleição. O Conselho se reúne ordinariamente uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, elegendo, dentre seus membros, um presidente e um vice-presidente. Nenhum conselheiro integra a Diretoria Executiva da Companhia.

O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são constituídas Comissões ad hoc que assessoram o Conselho de Administração em relação a temas como governança corporativa, estratégia, orçamento, compra de energia, novos negócios e políticas financeiras.

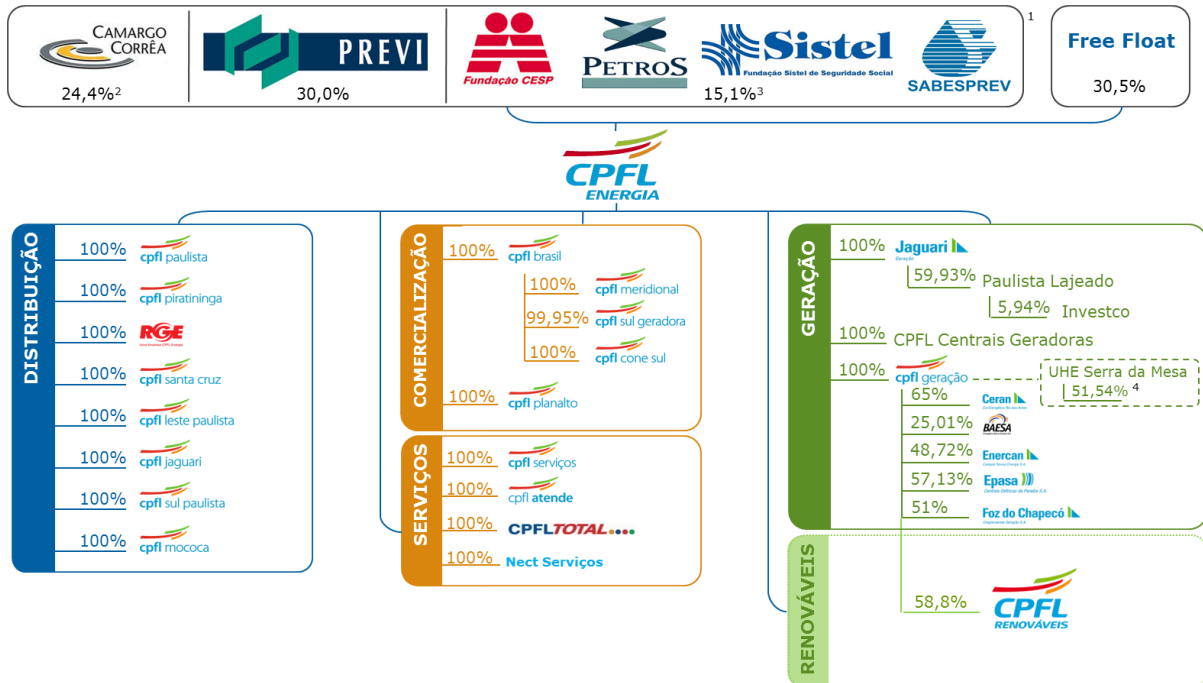
A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em Regimento Interno e no Guia do Conselho Fiscal.

A Diretoria Executiva é formada por seis diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao Diretor Presidente cabe a indicação dos demais diretores estatutários.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à Governança Corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.cpfl.com.br/ri.

11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2014

A CPFL Energia é uma *holding* de participações societárias, cujo resultado depende diretamente do resultado de suas controladas.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) 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.

Cabe destacar a redução da participação da CPFL Energia (por meio da CPFL Geração) na CPFL Renováveis, de 58,8% para 51,6%, com a conclusão da associação com a DESA a partir de outubro de 2014.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) ⁽¹⁾	4.333.650	3.679.546	17,8%	12.539.210	11.206.692	11,9%
Receita Operacional Bruta Gerencial ⁽¹⁾	4.085.409	3.835.741	6,5%	12.189.901	11.389.051	7,0%
Receita Operacional Líquida (IFRS) ⁽¹⁾	3.063.747	2.641.301	16,0%	8.875.832	7.900.538	12,3%
Receita Operacional Líquida Gerencial ⁽¹⁾	2.850.198	2.774.186	2,7%	8.604.619	8.068.581	6,6%
Custo com Energia Elétrica	(2.221.499)	(1.662.628)	33,6%	(6.541.338)	(4.938.438)	32,5%
Custos e Despesas Operacionais	(705.497)	(633.741)	11,3%	(2.121.835)	(2.391.924)	-11,3%
Resultado do Serviço	350.112	577.221	-39,3%	820.889	1.320.292	-37,8%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	466.424	683.784	-31,8%	1.165.877	1.645.832	-29,2%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	518.409	501.621	3,3%	1.499.940	1.691.481	-11,3%
Resultado Financeiro	(183.317)	(93.091)	96,9%	(295.024)	(390.932)	-24,5%
Lucro Antes da Tributação	166.795	484.131	-65,5%	525.865	929.360	-43,4%
Lucro Líquido (IFRS)	97.420	312.571	-68,8%	317.573	609.703	-47,9%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	142.665	198.533	-28,1%	581.974	776.614	-25,1%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS) atingiu R\$ 4.334 milhões, um aumento de 17,8% (R\$ 654 milhões). A receita operacional bruta gerencial atingiu R\$ 4.085 milhões, um aumento de 6,5% (R\$ 250 milhões).

O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T13 e 3T14, no valor de R\$ 458 milhões, em virtude das revisões e reajustes tarifários;
- Aumento de 3,1% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 82 milhões (mercado + mix);
- Aumento de R\$ 21 milhões no aporte de CDE;
- Aumento de R\$ 81 milhões em Suprimento de Energia Elétrica;
- Aumento de R\$ 19 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 7 milhões em Outras Receitas;
- Variação de R\$ 404 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 156 milhões no 3T13 para um líquido a pagar de R\$ 248 milhões no 3T14.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 1.270 milhões, representando um aumento de 22,3% (R\$ 232 milhões). As deduções gerenciais da receita operacional bruta foram de R\$ 1.235 milhões, representando um aumento de 16,4% (R\$ 174 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- (i) de 20,7% no ICMS (R\$ 130 milhões);
- (ii) de 21,4% na PIS e Cofins (R\$ 68 milhões);
- (iii) de 89,9% na CDE (R\$ 35 milhões);
- (iv) de 2,7% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensados pela:

- (v) redução de 6,3% no PROINFA (R\$ 2 milhões);
- (vi) variação de R\$ 58 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 23 milhões no 3T13 para um líquido a receber de R\$ 35 milhões no 3T14.

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 3.064 milhões no 3T14, representando um aumento de 16,0% (R\$ 422 milhões). A receita operacional líquida gerencial totalizou R\$ 2.850 milhões no 3T14, um aumento de 2,7% (R\$ 76 milhões).

Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.221 milhões no 3T14, representando um aumento de 33,6% (R\$ 559 milhões). O custo com energia elétrica gerencial totalizou R\$ 1.956 milhões no 3T14, representando um aumento de 1,6% (R\$ 31 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 3T14 foi de R\$ 2.157 milhões, o que representa um aumento de 44,1% (R\$ 660 milhões). O custo da energia comprada para revenda gerencial no 3T14 foi de R\$ 1.906 milhões, o que representa um aumento de 8,7% (R\$ 153 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento de 59,0% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 763 milhões), devido aos aumentos de 39,1% no preço médio de compra e de 14,3% (1.125 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Redução de 9,0% (R\$ 20 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
- (iii) Aumento de 17,4% no custo com Proinfa (R\$ 10 milhões), devido aos aumentos de 2,5% na quantidade de energia comprada (7 GWh) e de 14,5% no preço médio de compra;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 35,8% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 63 milhões), decorrente principalmente da redução de 70,3% na quantidade de energia comprada (405 GWh), parcialmente compensada pelo aumento de 115,8% no preço médio de compra;
- (v) Redução de 0,6% no custo de energia de Itaipu (R\$ 2 milhões), decorrente principalmente da redução de 4,0% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 3,6% (5 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (vi) Aumento de 43,9% (R\$ 67 milhões) nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
- (vii) Variação de R\$ 507 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido

a pagar de R\$ 257 milhões no 3T13 para um líquido a receber de R\$ 251 milhões no 3T14.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 65 milhões no 3T14, redução de 61,0% (R\$ 102 milhões). Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais atingiram R\$ 50 milhões no 3T14, redução de 70,9% (R\$ 122 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 312 milhões), passando de um custo de R\$ 160 milhões no 3T13 para uma receita de R\$ 152 milhões no 3T14;
Parcialmente compensados por:
 - (ii) Redução de 100,0% (R\$ 132 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
 - (iii) Redução de 61,0% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 10 milhões);
 - (iv) Redução de 100,0% (R\$ 3 milhões) nos encargos de energia de reserva – EER (reduzidor de custo);
 - (v) Aumento de 46,7% nos encargos da rede básica (R\$ 63 milhões);
 - (vi) Aumento de 17,9% nos encargos de Itaipu (R\$ 2 milhões);
 - (vii) Variação de R\$ 21 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 6 milhões no 3T13 para um líquido a receber de R\$ 15 milhões no 3T14.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 705 milhões no 3T14, comparado a R\$ 634 milhões no 3T13, um aumento de 11,3% (R\$ 72 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais atingiram R\$ 705 milhões no 3T14, comparado a R\$ 686 milhões no 3T13, um aumento de 2,8% (R\$ 19 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 17,0% (R\$ 2 milhões) no item Entidade de Previdência Privada;
- Aumento líquido de 9,1% (R\$ 10 milhões) no item Depreciação e Amortização;
- PMSO (IFRS), item que atingiu R\$ 364 milhões no 3T14, comparado a R\$ 285 milhões no 3T13, registrando um aumento de 27,8% (R\$ 79 milhões). O PMSO ajustado atingiu R\$ 364 milhões no 3T14, comparado a R\$ 337 milhões no 3T13, registrando um aumento de 7,9% (R\$ 27 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 15,7% (R\$ 20 milhões), devido principalmente (a) aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 7 milhões), e (b) à redução na capitalização de custos de pessoal em investimentos a partir de janeiro de 2014, seguindo nova metodologia estabelecida pela ANEEL (R\$ 11 milhões);
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 22,9% (R\$ 22 milhões):
 - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 8 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação e *call center*;
 - ✓ Na RGE (R\$ 7 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões);
 - (iii) Gastos com material, que registraram aumento de 36,4% (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 20,7% (R\$ 21 milhões):
 - ✓ No 3T13, houve impacto de uma receita **não-recorrente** relacionada à alienação de ativos (imóveis e veículos) (R\$ 47 milhões);
 - ✓ Variação de R\$ 5 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 5,25 milhões no 3T13 para um líquido a pagar de R\$ 25 mil no 3T14.

Parcialmente compensados por:

- Redução de 8,1% (R\$ 19 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 213 milhões no 3T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”.

Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um líquido a receber de R\$ 52 milhões no 3T14 e um líquido a pagar de R\$ 135 milhões no 3T13 (impacto no EBITDA). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 3T14 totalizou R\$ 466 milhões, registrando uma redução de 31,8% (R\$ 217 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** totalizou R\$ 518 milhões no 3T14, comparado a R\$ 502 milhões no 3T13, uma aumento de 3,3% (R\$ 17 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 183 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 93 milhões no 3T13, registrando um aumento de 96,9% (R\$ 90 milhões). A despesa financeira líquida gerencial no 3T14 foi de R\$ 167 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 84 milhões no 3T13, registrando um aumento de 99,2% (R\$ 83 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receita Financeira (IFRS): redução de 34,6% (R\$ 38 milhões), passando de R\$ 111 milhões no 3T13 para R\$ 73 milhões no 3T14. Receita Financeira Gerencial: redução de 22,5% (R\$ 29 milhões), passando de R\$ 127 milhões no 3T13 para R\$ 99 milhões no 3T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Redução em rendas de aplicações financeiras (R\$ 23 milhões), em virtude do menor saldo de disponibilidades;
 - ✓ Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa) devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 21

milhões) (reduzidor de receita);

- ✓ Redução no volume de aquisição de créditos de ICMS (R\$ 5 milhões);
- ✓ Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Aumento de atualizações de depósitos judiciais (R\$ 7 milhões) e de créditos fiscais (R\$ 4 milhões), em virtude do aumento do CDI;
- ✓ Aumento de acréscimos e multas moratórias (R\$ 3 milhões);
- ✓ Variação líquida de R\$ 10 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 16 milhões no 3T13 para um líquido a receber de R\$ 26 milhões no 3T14.

(ii) Despesa Financeira (IFRS): aumento de 25,4% (R\$ 52 milhões), passando de R\$ 204 milhões no 3T13 para R\$ 256 milhões no 3T14. Despesa Financeira Gerencial: aumento de 25,8% (R\$ 54 milhões), passando de R\$ 211 milhões no 3T13 para R\$ 265 milhões no 3T14, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Maior taxa do CDI e mudança na composição da dívida (R\$ 35 milhões);
- ✓ Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 16 milhões);
- ✓ Aumento em outras despesas financeiras (R\$ 19 milhões), devido principalmente aos descontos concedidos em acordos contratuais na CPFL Paulista (R\$ 5 milhões);
- ✓ Variação líquida de R\$ 2 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 7 milhões no 3T13 para um líquido a pagar de R\$ 9 milhões no 3T14;

Parcialmente compensados por:

- ✓ Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa) devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 16 milhões).

Lucro Líquido

No 3T14, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 97 milhões, registrando uma redução de 68,8% (R\$ 215 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes e outros ajustes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 143 milhões no 3T14, comparado a R\$ 199 milhões no 3T13, uma redução de 28,1% (R\$ 56 milhões).

12.1.2) Reajuste Tarifário Anual

Datas dos Reajustes Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Piratininga	23 de outubro
CPFL Santa Cruz	3 de fevereiro
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro
CPFL Jaguari	3 de fevereiro
CPFL Sul Paulista	3 de fevereiro
CPFL Mococa	3 de fevereiro
CPFL Paulista	8 de abril
RGE	19 de junho

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 03 de fevereiro de 2014, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2014 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Reajuste Tarifário Anual (RTA)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	1.679	1.677	1.680	1.681	1.682
IRT Econômico	2,00%	-3,16%	1,17%	-4,74%	9,89%
Componentes Financeiros	-4,07%	-2,35%	-4,90%	-2,93%	4,97%
IRT Total	-2,07%	-5,51%	-3,73%	-7,67%	14,86%
Efeito Médio	-9,53%	0,43%	3,70%	-5,32%	26,00%

Esses reajustes foram aplicados sobre as tarifas definidas na Revisão Tarifária Extraordinária mencionada no item "12.1.4". As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2014.

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.701, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 17,18%, sendo 14,56% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,62% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,23% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 12,84% e da Parcela B de 1,71%. O cálculo levou em consideração a alteração da Revisão Tarifária Periódica referente a 2013, que passou de 4,53% para 4,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2014.

RGE

Em 17 de junho de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.739, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 21,82%, sendo 18,83% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,99% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a

um efeito médio de 22,77% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 17,12% e da Parcela B de 1,70%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2014.

CPFL Piratininga

Em 21 de outubro de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.810, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 19,73%, sendo 15,81% relativos ao Reajuste Tarifário e 3,92% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,43% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 15,50% e da Parcela B de 0,31%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2014.

12.1.3) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

O Grupo mantém a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

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

Indicadores DEC e FEC 3T13 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,24	7,20	16,86	6,37	7,60	5,64	10,41	5,71
FEC	4,97	4,39	9,41	6,34	5,84	5,25	8,65	6,09

Indicadores DEC e FEC 3T14 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,89	7,35	17,93	7,61	7,89	5,42	9,58	5,76
FEC	4,72	4,72	8,85	6,61	6,76	4,53	7,43	6,26

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var	9M14	9M13	Var
Receita Operacional Bruta	733.794	514.794	42,5%	1.951.024	1.759.909	10,9%
Receita Operacional Líquida	655.625	452.952	44,7%	1.736.394	1.555.701	11,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	69.937	15.374	354,9%	216.708	32.123	574,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	45.728	10.706	327,1%	143.434	24.024	497,1%

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 734 milhões, representando um aumento de 42,5% (R\$ 219 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 656 milhões, representando uma elevação de 44,7% (R\$ 203 milhões).

EBITDA

No 3T14, o EBITDA foi de R\$ 70 milhões, um acréscimo de 354,9% (R\$ 55 milhões).

Lucro Líquido

No 3T14, o lucro líquido foi de R\$ 46 milhões, aumento de 327,1% (R\$ 35 milhões).

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	342.291	250.637	36,6%	929.468	730.583	27,2%
Receita Operacional Líquida	315.126	236.097	33,5%	865.800	688.407	25,8%
Custo com Energia Elétrica	(171.345)	(31.893)	437,2%	(302.069)	(114.359)	164,1%
Custos e Despesas Operacionais	(51.399)	(54.741)	-6,1%	(158.529)	(160.415)	-1,2%
EBITDA	111.173	223.291	-50,2%	598.574	586.789	2,0%
Lucro Líquido	(26.739)	85.178	-	171.139	216.685	-21,0%

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Consolidação Proporcional ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	692.100	430.837	60,6%	1.962.302	1.330.385	47,5%
Receita Operacional Líquida	632.644	400.747	57,9%	1.807.847	1.235.320	46,3%
Custo com Energia Elétrica	(267.098)	(39.679)	573,2%	(489.301)	(212.015)	130,8%
Custos e Despesas Operacionais	(259.791)	(128.221)	102,6%	(698.399)	(419.818)	66,4%
Resultado do Serviço	105.756	232.847	-54,6%	620.148	603.487	2,8%
EBITDA	164.531	292.872	-43,8%	796.299	780.778	2,0%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	266.429	284.866	-6,5%	960.467	868.038	10,6%
Resultado Financeiro	(136.541)	(116.423)	17,3%	(390.409)	(315.330)	23,8%
Lucro Antes da Tributação	(30.785)	116.424	-	228.786	288.157	-20,6%
Lucro Líquido	(22.234)	76.478	-	150.127	199.187	-24,6%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	45.019	71.194	-36,8%	258.478	256.779	0,7%

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);

(2) Exclui os efeitos não recorrentes.

Receita Operacional

No 3T14, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 692 milhões, um aumento de 60,6% (R\$ 261 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 632 milhões, registrando um aumento de 57,9% (R\$ 232 milhões).

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Incremento da receita da Epasa, no montante de R\$ 154 milhões, devido ao despacho térmico por ordem de mérito (3T14) e por segurança energética (3T13);
- (ii) Incremento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 91 milhões);
- (iii) Incremento devido à renovação do contrato entre CPFL Geração e Furnas e reajustes de preço dos demais contratos de venda (R\$ 16 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 3T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 267 milhões, um aumento de 573,2% (R\$ 227 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 102 milhões) – **efeito não recorrente**. Vale destacar que o contrato de venda de energia da UHE Serra da Mesa para Furnas isenta a CPFL Geração dos gastos com GSF. O montante de R\$ 102 milhões refere-se, portanto, aos demais projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Jaguari Geração);
- (ii) Aumento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 118 milhões);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 7 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 260 milhões no 3T14, comparados a R\$ 128 milhões no 3T13, um aumento de 102,6% (R\$ 132 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 201 milhões, registrando um aumento de 194,8% (R\$ 133 milhões), devido principalmente ao aumento nas despesas de materiais referentes à

aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 133 milhões);

parcialmente compensado pela:

- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 59 milhões, uma queda de 2,1% (R\$ 1 milhão) em relação ao 3T13.

EBITDA

No 3T14, o **EBITDA** foi de R\$ 165 milhões, comparado a R\$ 293 milhões no 3T13, um decréscimo de 43,8% (R\$ 128 milhões). A redução decorre principalmente dos gastos **não recorrentes** com GSF (R\$ 102 milhões) e do efeito da estratégia de sazonalização da garantia física nesse trimestre (R\$ 37 milhões).

No 3T14, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 266 milhões, uma redução de 6,5% (R\$ 18 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 137 milhões, representando um aumento de 17,3% (R\$ 20 milhões) em relação ao 3T13.

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 130 milhões no 3T13 para R\$ 172 milhões no 3T14 (aumento de R\$ 42 milhões), em função das emissões de debêntures da CPFL Geração.

Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 14 milhões no 3T13 para R\$ 36 milhões no 3T14 (aumento de R\$ 22 milhões), devido ao maior saldo de caixa.

Lucro Líquido

No 3T14, o segmento de Geração convencional registrou um **prejuízo líquido** de R\$ 22 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 76 milhões no 3T13. Essa variação deve-se principalmente à redução do EBITDA, além da piora do Resultado Financeiro, como explicado acima.

No 3T14, o **lucro líquido gerencial** foi de R\$ 45 milhões, uma redução de 36,8% (R\$ 26 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Mil)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	217.168	174.978	24,1%	553.318	454.537	21,7%
Receita Operacional Líquida	202.494	164.164	23,3%	516.722	426.050	21,3%
Custo com Energia Elétrica	(38.927)	(46.354)	-16,0%	(159.616)	(102.112)	56,3%
Custos e Despesas Operacionais	(97.721)	(81.745)	19,5%	(273.474)	(245.870)	11,2%
Resultado do Serviço	65.846	36.064	82,6%	83.633	78.068	7,1%
EBITDA ⁽¹⁾	128.135	90.639	41,4%	267.214	241.194	10,8%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	149.607	117.879	26,9%	351.282	303.257	15,8%
Resultado Financeiro	(48.082)	(41.929)	14,7%	(134.735)	(123.203)	9,4%
Lucro antes da Tributação	17.764	(5.865)	-	(51.104)	(45.135)	13,2%
Lucro Líquido	10.634	(9.463)	-	(60.084)	(51.558)	16,5%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	32.107	17.412	84,4%	23.984	10.140	136,5%

Nota:

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

(2) Exclui efeitos Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 3T14, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início das operações da usina à biomassa Coopcana (50MW) em agosto de 2013;
- (ii) Início das operações dos parques eólicos Campo dos Ventos II (30MW) em setembro de 2013;
- (iii) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Atlântica (120 MW) a partir de setembro de 2013;
- (iv) Início das operações da usina à biomassa Alvorada (50MW) em novembro de 2013;
- (v) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Rosa dos Ventos (13,7 MW) a partir de fevereiro de 2014;
- (vi) Início das operações dos parques eólicos Macacos I (30MW) em maio de 2014.

Receita Operacional

No 3T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 217 milhões, representando um aumento de 24,1% (R\$ 42 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 202 milhões, representando um aumento de 23,3% (R\$ 38 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citado acima).

Da mesma forma, é importante observar também que a receita sobre a geração efetiva do complexo eólico Santa Clara passou a ser reconhecida a partir 29 de março de 2014. Anteriormente, principalmente em 2013, seu faturamento correspondia ao critério de rateio fixo da receita anual, porque a conexão com o sistema estava pendente, aguardando o término da construção da ICG.

Custo com Energia Elétrica

No 3T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 39 milhões, representando uma redução de 16,0% (R\$ 7 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Ocorrência de efeitos **não-recorrentes** citados a seguir:
 - (i) Ocorrência de GSF no valor de R\$ 21,5 milhões no 3T14. As condições hidrológicas desfavoráveis no início do ano de 2014 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE;
 - (ii) Estorno da provisão de encargos de serviços do sistema (ESS) de R\$ 3,2 milhões no 3T13, estabelecida pela Resolução CNPE 03/2013; e
Parcialmente compensado por:
 - (iii) Compra de energia extraordinária para atender ao lastro de contratos de venda de energia das usinas de Bio Coopcana, Bio Alvorada e do complexo eólico Atlântica no montante de R\$ 30,4 milhões no 3T13.
- Adicionalmente, nesse trimestre ocorreram outros efeitos recorrentes (R\$ 4 milhão).

Custos e Despesas Operacionais

No 3T14, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 98 milhões, representando um aumento de R\$ 16 milhões, como segue:

- (i) PMSO atingiu o valor de R\$ 35 milhões no 3T14, um aumento de 30,4%, R\$ 8 milhões, devido principalmente ao aumento nas despesas com serviços de terceiros relacionado com os custos ocorridos com a incorporação de DESA, incluindo serviços de consultoria, honorários advocatícios e outros;
- (ii) Maior despesa com Depreciação e Amortização no 3T14 no valor de R\$ 8 milhões, um aumento de 14,1% em relação ao 3T13. Essa variação é explicada, principalmente, pela entrada em operação de novos ativos entre o 3T13 e 3T14.

EBITDA

No 3T14, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 128 milhões, aumento de 41,4% (R\$ 37 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 150 milhões no 3T14, comparado a R\$ 118 milhões no 3T13, um aumento de 26,9% (R\$ 32 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T14, a despesa financeira líquida foi de R\$ 48 milhões, um aumento de R\$ 6 milhões em comparação com o 3T13. Essa variação foi devida a uma despesa financeira adicional de R\$ 10 milhões e um aumento na receita financeira de R\$ 4 milhões.

Lucro Líquido

No 3T14, o **lucro líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 11 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 9 milhões no 3T13.

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 32 milhões no 3T14, comparado aos R\$ 17 milhões no 3T13, um aumento de R\$ 15 milhões (84,4%).

12.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.773 MW de capacidade instalada em operação e 336 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (399 MW), 28 parques eólicos (1.003 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 12 parques eólicos (312 MW) e 1 PCH (24 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.767 MW, perfazendo um portfólio total de 5.875 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	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	399	1.003	370	1	1.773
Em construção	24	312	-	-	336
Em desenvolvimento	626	3.141	-	-	3.767
TOTAL	1.049	4.455	370	1	5.875

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que entrará em operação, conforme previsto, a partir de 2T16. A potência instalada é de 231 MW e a garantia física é de 120,9 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo Morro dos Ventos II

Os Parques Eólicos Complexo Morro dos Ventos II, localizados no município João Câmara – RN, encontram-se em fase de construção, sendo que está prevista para entrar em operação gradualmente a partir do 2T16. A potência instalada é de 29,2 MW e a garantia física é de 15,3 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 13º Leilão de Energia Nova realizado em 2011 (preço: R\$ 125,14/MWh – setembro de 2014).

PCH Mata Velha

A usina hidrelétrica PCH Mata Velha, localizada em Minas Gerais, encontra-se em fase de construção, sendo que está prevista para entrar em operação gradualmente a partir do 2T16. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova realizado em 2013 (preço: R\$ 143,30/MWh – setembro de 2014).

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município Itarema - CE, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2013 (preço: R\$ 125,04/MWh – setembro de 2014).

12.4.3) Evento subsequente – associação com a Dobrevê Energia

Foi aprovada, em 30 de setembro de 2014, pela Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Renováveis a operação de incorporação da Dobrevê Energia S.A. (DESA), tendo, portanto, sido concluída, com eficácia a partir de 01 de outubro de 2014. A DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis, nos termos do acordo de associação celebrado em 17 de fevereiro de 2014 entre as partes envolvidas, incluindo a CPFL Geração, controlada da CPFL Energia, e o Arrow – Fundo de Investimento em Participações, na qualidade de acionista da DESA, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para a associação.

Em decorrência da incorporação, foram emitidas, no dia 01 de outubro de 2014, 61.752.782 ações ordinárias, todas escriturais, sem valor nominal, de mesma espécie, classe e com os mesmos direitos e benefícios atribuídos às demais ações de emissão da CPFL Renováveis, que serão atribuídas ao Arrow. A relação de troca foi livremente negociada pela Companhia e pelo Arrow e é considerada justa e equitativa aos seus acionistas.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2013
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.000.285	4.206.422	5.405.508
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.420.487	2.007.789	1.973.948
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	28.315	55.265	31.701
Títulos e Valores Mobiliários	5.627	24.806	24.618
Tributos a Compensar	240.021	262.433	282.832
Derivativos	17.269	1.842	422
Estoques	23.292	21.625	22.520
Arrendamentos	12.365	10.757	10.509
Ativo Financeiro da Concessão	457.147	-	-
Outros Créditos	1.101.275	673.383	751.542
TOTAL DO CIRCULANTE	8.306.084	7.264.323	8.503.599
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	122.404	153.854	139.927
Coligadas, Controladas e Controladora	98.904	86.655	86.872
Depósitos Judiciais	1.156.776	1.143.179	1.068.320
Tributos a Compensar	156.890	173.362	179.321
Derivativos	382.855	316.648	351.156
Créditos Fiscais Diferidos	1.224.714	1.168.706	1.169.907
Arrendamentos	36.354	37.817	35.979
Ativo Financeiro da Concessão	2.663.725	2.787.073	2.641.748
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	282.872	296.096	313.559
Investimentos	1.160.714	1.032.681	1.053.255
Imobilizado	7.707.297	7.717.419	7.646.624
Intangível	8.484.962	8.748.328	8.820.227
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23.595.118	23.778.473	23.623.550
TOTAL DO ATIVO	31.901.202	31.042.796	32.127.149

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2013
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.945.959	1.884.693	1.572.526
Encargos de Dívidas	79.094	125.829	133.739
Encargos de Debêntures	299.939	162.134	216.656
Empréstimos e Financiamentos	987.145	1.514.626	1.920.313
Debêntures	1.879.120	34.872	311.107
Entidade de Previdência Privada	81.493	76.810	53.804
Taxas Regulamentares	44.083	32.379	33.329
Impostos, Taxas e Contribuições	432.988	318.063	316.795
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	440.465	21.224	382.121
Obrigações Estimadas com Pessoal	106.710	67.633	99.900
Derivativos	-	-	-
Uso do Bem Público	3.911	3.738	3.612
Outras Contas a Pagar	715.659	663.529	702.648
TOTAL DO CIRCULANTE	7.016.566	4.905.531	5.746.552
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	633	-	-
Encargos de Dívidas	48.589	43.396	31.993
Encargos de Debêntures	-	32.177	28.736
Empréstimos e Financiamentos	8.495.162	7.546.144	7.346.481
Debêntures	6.047.119	7.562.219	8.282.484
Entidade de Previdência Privada	295.642	350.640	321.474
Impostos, Taxas e Contribuições	15.315	32.555	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.101.162	1.117.146	1.128.575
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	440.481	467.996	498.888
Derivativos	8.641	2.950	1.407
Uso do Bem Público	80.166	79.438	77.677
Outras Contas a Pagar	144.796	103.886	143.714
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	16.677.707	17.338.547	17.861.429
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	287.673	287.630	288.412
Reserva Legal	603.352	603.352	556.481
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	-	108.987	-
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	294.067	265.037	248.440
Dividendo	-	567.802	-
Resultado Abrangente Acumulado	376.782	397.668	504.268
Lucros Acumulados	116.646	-	372.449
	6.471.944	7.023.899	6.763.473
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.734.985	1.774.819	1.755.694
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.206.930	8.798.718	8.519.168
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.901.202	31.042.796	32.127.149

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	3T14	3T13	Varição	9M14	9M13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.941.503	3.411.350	15,5%	11.409.432	10.405.400	9,6%
Suprimento de Energia Elétrica	909.123	577.403	57,5%	2.270.563	1.870.595	21,4%
Receita com construção de infraestrutura	230.253	235.266	-2,1%	636.053	753.092	-15,5%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	530.588	493.680	7,5%	1.681.161	1.431.895	17,4%
	5.611.467	4.717.699	18,9%	15.997.208	14.460.982	10,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.369.492)	(1.115.584)	22,8%	(3.934.240)	(3.545.098)	11,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.241.976	3.602.115	17,8%	12.062.968	10.915.884	10,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.577.963)	(1.774.160)	45,3%	(7.239.007)	(5.508.908)	31,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(82.893)	(174.440)	-52,5%	(414.499)	(493.456)	-16,0%
	(2.660.856)	(1.948.600)	36,6%	(7.653.506)	(6.002.363)	27,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(213.360)	(185.638)	14,9%	(625.537)	(548.591)	14,0%
Material	(31.318)	(24.718)	26,7%	(88.122)	(54.559)	61,5%
Serviços de Terceiros	(127.021)	(113.840)	11,6%	(372.590)	(358.532)	3,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(94.858)	(61.125)	55,2%	(331.429)	(501.980)	-34,0%
Custos com construção de infraestrutura	(230.253)	(235.266)	-2,1%	(636.053)	(753.092)	-15,5%
Entidade de Previdência Privada	(12.045)	(10.302)	16,9%	(36.123)	(51.363)	-29,7%
Depreciação e Amortização	(213.407)	(189.727)	12,5%	(631.706)	(566.145)	11,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(73.541)	(73.525)	0,0%	(219.025)	(222.946)	-1,8%
	(995.803)	(894.142)	11,4%	(2.940.586)	(3.057.208)	-3,8%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	859.273	1.063.707	-19,2%	2.417.622	2.720.139	-11,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	585.316	759.372	-22,9%	1.468.876	1.856.312	-20,9%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	170.686	182.558	-6,5%	648.172	249.263	160,0%
Despesas	(545.666)	(424.219)	28,6%	(1.470.101)	(807.947)	82,0%
	(374.980)	(241.661)	55,2%	(821.929)	(558.684)	47,1%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	(12.696)	42.012	-130,2%	98.899	75.665	30,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	197.640	559.723	-64,7%	745.846	1.373.293	-45,7%
Contribuição Social	(29.428)	(55.656)	-47,1%	(91.283)	(113.079)	-19,3%
Imposto de Renda	(70.786)	(148.192)	-52,2%	(236.849)	(305.600)	-22,5%
LUCRO LÍQUIDO	97.426	355.875	-72,6%	417.713	954.613	-56,2%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>96.041</i>	<i>351.813</i>	<i>-72,7%</i>	<i>437.171</i>	<i>636.489</i>	<i>-31,3%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>1.090</i>	<i>3.132</i>	<i>-65,2%</i>	<i>(20.344)</i>	<i>(10.309)</i>	<i>97,3%</i>

Nota: (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma						
	3T14	3T13	Varição	9M14	9M13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.693.262	3.567.541	3,5%	11.060.123	10.587.755	4,5%
Suprimento de Energia Elétrica	921.164	518.819	77,6%	2.410.619	1.783.362	35,2%
Receita com construção de infraestrutura	230.253	235.266	-2,1%	636.053	753.092	-15,5%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	530.112	494.448	7,2%	1.678.350	1.432.702	17,1%
	5.374.792	4.816.074	11,6%	15.785.146	14.556.911	8,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.339.956)	(1.134.921)	18,1%	(3.885.861)	(3.555.797)	9,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.034.836	3.681.153	9,6%	11.899.285	11.001.114	8,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.093.877)	(1.855.782)	12,8%	(6.142.393)	(5.270.622)	16,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(77.054)	(200.117)	-61,5%	(444.278)	(654.362)	-32,1%
	(2.170.931)	(2.055.898)	5,6%	(6.586.671)	(5.924.984)	11,2%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(208.343)	(181.240)	15,0%	(611.388)	(536.445)	14,0%
Material	(193.120)	(52.844)	265,5%	(494.695)	(190.685)	159,4%
Serviços de Terceiros	(121.267)	(113.290)	7,0%	(359.453)	(355.441)	1,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(100.277)	(118.835)	-15,6%	(350.177)	(318.173)	10,1%
Custos com construção de infraestrutura	(230.253)	(235.266)	-2,1%	(636.053)	(753.092)	-15,5%
Entidade de Previdência Privada	(12.045)	(10.302)	16,9%	(36.123)	(51.363)	-29,7%
Depreciação e Amortização	(210.982)	(194.363)	8,6%	(626.838)	(582.467)	7,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(59.662)	(61.896)	-3,6%	(178.054)	(187.470)	-5,0%
	(1.135.950)	(968.036)	17,3%	(3.292.782)	(2.975.136)	10,7%
EBITDA Gerencial²	998.601	913.477	9,3%	2.823.772	2.870.932	-1,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	727.956	657.218	10,8%	2.019.833	2.100.995	-3,9%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	189.669	193.864	-2,2%	689.359	540.497	27,5%
Despesas	(540.130)	(432.832)	24,8%	(1.472.850)	(1.202.843)	22,4%
	(350.461)	(238.968)	46,7%	(783.491)	(662.346)	18,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	-	-	(953)	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	377.495	418.251	-9,7%	1.235.389	1.438.649	-14,1%
Contribuição Social	(41.296)	(42.777)	-3,5%	(136.166)	(143.787)	-5,3%
Imposto de Renda	(108.042)	(114.465)	-5,6%	(367.113)	(392.805)	-6,5%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial³	228.156	261.009	-12,6%	732.107	902.057	-18,8%

Notas:

- (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".
- (2) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

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



Consolidado		
	3T14	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.740.672	5.405.508
Lucro Líquido Antes dos Tributos	197.345	1.219.302
Depreciação e Amortização	286.948	1.116.871
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	467.326	1.434.254
Contas a Receber - Aporte CDE	86.590	(288.478)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(187.280)	(496.365)
Fornecedores	15.878	374.061
Contas a Pagar - Aporte CDE	10.673	(70.475)
Encargos de Dívidas Pagos	(341.287)	(1.344.704)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(113.428)	(568.867)
Outros	137.420	171.372
	362.839	327.669
Total de Atividades Operacionais	560.184	1.546.971
Atividades de Investimentos		
Combinação de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	-	(68.464)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(233.942)	(1.128.040)
Outros	39.309	29.601
Total de Atividades de Investimentos	(194.633)	(1.166.903)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	(422)
Captação de Empréstimos e Debêntures	357.901	3.231.189
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.457.786)	(4.064.310)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(6.053)	(951.748)
Outros	-	-
Total de Atividades de Financiamento	(1.105.938)	(1.785.291)
Geração de Caixa	(740.387)	(1.405.223)
Saldo Final do Caixa - 30/09/2014	4.000.285	4.000.285

13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS) (Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)						
	3T14	3T13	Var %	9M14	9M13	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica						
Suprimento de Energia Elétrica	341.052	249.514	36,7%	925.798	724.839	27,7%
Outras Receitas Operacionais	1.240	1.123	10,4%	3.670	5.744	-36,1%
	342.291	250.637	36,6%	929.468	730.583	27,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(27.165)	(14.540)	86,8%	(63.668)	(42.176)	51,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	315.126	236.097	33,5%	865.800	688.407	25,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(166.047)	(30.964)	436,3%	(288.051)	(102.138)	182,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.298)	(929)	470,1%	(14.018)	(12.222)	14,7%
	(171.345)	(31.893)	437,2%	(302.069)	(114.359)	164,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.031)	(8.373)	-4,1%	(23.903)	(23.424)	2,0%
Material	(392)	(400)	-2,1%	(863)	(1.361)	-36,6%
Serviços de Terceiros	(4.180)	(3.232)	29,4%	(11.697)	(10.484)	11,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.289)	(10.896)	-33,1%	(27.519)	(27.197)	1,2%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(23)	-16,3%	(57)	(458)	-87,4%
Depreciação e Amortização	(27.335)	(28.539)	-4,2%	(82.043)	(85.796)	-4,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.153)	(3.279)	26,6%	(12.447)	(11.696)	6,4%
	(51.399)	(54.741)	-6,1%	(158.529)	(160.415)	-1,2%
EBITDA	111.173	223.291	-50,2%	598.574	586.789	2,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	92.382	149.462	-38,2%	405.202	413.633	-2,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	28.745	10.756	167,2%	71.164	23.055	208,7%
Despesas	(139.587)	(93.491)	49,3%	(365.420)	(236.376)	54,6%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(110.842)	(82.735)	34,0%	(294.256)	(213.321)	37,9%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	(12.696)	42.011	-	98.883	75.665	30,7%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(295)	(929)	-68,2%	(886)	(929)	-4,6%
	(12.991)	41.082	-	97.996	74.736	31,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(31.452)	107.810	-	208.943	275.048	-24,0%
Contribuição Social	1.249	(5.962)	-	(9.994)	(15.433)	-35,2%
Imposto de Renda	3.464	(16.670)	-	(27.809)	(42.930)	-35,2%
LUCRO LÍQUIDO	(26.739)	85.178	-	171.139	216.685	-21,0%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>(20.309)</i>	<i>75.310</i>	<i>-</i>	<i>149.629</i>	<i>195.608</i>	<i>-23,5%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(6.430)</i>	<i>9.868</i>	<i>-</i>	<i>21.510</i>	<i>21.078</i>	<i>2,1%</i>

13.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	3T14	3T13	Var %	9M14	9M13	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica						
Suprimento de Energia Elétrica	691.302	430.069	60,7%	1.960.058	1.326.408	47,8%
Outras Receitas Operacionais	798	768	3,9%	2.245	3.977	-43,6%
	692.100	430.837	60,6%	1.962.302	1.330.385	47,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(59.455)	(30.089)	97,6%	(154.455)	(95.064)	62,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	632.644	400.747	57,9%	1.807.847	1.235.320	46,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(145.761)	(28.302)	415,0%	(269.419)	(94.067)	186,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(19.439)	(19.383)	0,3%	(55.714)	(52.985)	5,2%
	(165.200)	(47.685)	246,4%	(325.133)	(147.051)	121,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(10.694)	(10.528)	1,6%	(30.807)	(29.567)	4,2%
Material	(163.378)	(29.740)	449,4%	(409.843)	(115.507)	254,8%
Serviços de Terceiros	(10.359)	(9.525)	8,8%	(28.041)	(27.078)	3,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(16.565)	(18.380)	-9,9%	(52.545)	(47.621)	10,3%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(23)	-16,3%	(57)	(458)	-87,4%
Depreciação e Amortização	(54.328)	(55.817)	-2,7%	(163.771)	(164.666)	-0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.448)	(4.208)	5,7%	(13.333)	(12.625)	5,6%
	(259.791)	(128.221)	102,6%	(698.399)	(397.521)	75,7%
EBITDA	266.429	284.866	-6,5%	960.467	868.038	10,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	207.654	224.841	-7,6%	784.316	690.748	13,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	35.715	13.830	158,2%	87.901	29.481	198,2%
Despesas	(172.256)	(130.254)	32,2%	(478.311)	(344.810)	38,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(136.541)	(116.423)	17,3%	(390.409)	(315.330)	23,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	(953)	-	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	(953)	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	71.113	108.418	-34,4%	392.954	375.418	4,7%
Contribuição Social	(6.942)	(9.967)	-30,3%	(35.765)	(31.590)	13,2%
Imposto de Renda	(19.152)	(27.257)	-29,7%	(98.711)	(87.049)	13,4%
LUCRO LÍQUIDO	45.019	71.194	-36,8%	258.478	256.779	0,7%

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS (participação 100 %)						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica						
Suprimento de Energia Elétrica	368.744	286.477	28,7%	939.597	729.375	28,8%
Outras Receitas Operacionais	407	40	919,6%	869	886	-2,0%
	369.151	286.517	28,8%	940.466	730.261	28,8%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(24.943)	(17.716)	40,8%	(62.201)	(45.767)	35,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	344.208	268.801	28,1%	878.265	684.494	28,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(52.563)	(70.318)	-25,3%	(232.198)	(134.122)	73,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(13.607)	(5.231)	160,1%	(39.091)	(29.931)	30,6%
	(66.169)	(75.549)	-12,4%	(271.289)	(164.053)	65,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(18.652)	(16.664)	11,9%	(51.143)	(50.205)	1,9%
Material	(2.876)	(3.369)	-14,6%	(5.985)	(8.359)	-28,4%
Serviços de Terceiros	(29.633)	(18.711)	58,4%	(72.828)	(53.916)	35,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9.070)	(5.972)	51,9%	(22.832)	(20.428)	11,8%
Depreciação e Amortização	(71.454)	(57.806)	23,6%	(210.356)	(165.659)	27,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(34.427)	(31.969)	7,7%	(101.680)	(96.421)	5,5%
	(166.111)	(134.490)	23,5%	(464.824)	(394.987)	17,7%
EBITDA (IFRS) (1)	217.808	148.537	46,6%	454.188	387.533	17,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	111.928	58.761	90,5%	142.152	125.453	13,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	22.818	15.415	48,0%	70.831	34.132	107,5%
Despesas	(104.549)	(84.347)	24,0%	(299.838)	(232.070)	29,2%
	(81.731)	(68.932)	18,6%	(229.007)	(197.938)	15,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	30.196	(10.171)	-	(86.855)	(72.485)	19,8%
Contribuição Social	(6.053)	(3.332)	81,7%	(8.075)	(5.725)	41,0%
Imposto de Renda	(6.067)	(2.503)	142,4%	(7.189)	(4.594)	56,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	18.076	(16.006)	-	(102.118)	(82.804)	23,3%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>17.958</i>	<i>(15.992)</i>	<i>-</i>	<i>(102.298)</i>	<i>(82.756)</i>	<i>23,6%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>118</i>	<i>(14)</i>	<i>-</i>	<i>180</i>	<i>(48)</i>	<i>-</i>

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.

13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial (participação proporcional)						
	3T14	3T13	Variação	9M14	9M13	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	216.928	174.960	24,0%	552.807	453.985	21,8%
Outras Receitas Operacionais	240	18	1198,0%	511	552	-7,3%
	217.168	174.978	24,1%	553.318	454.537	21,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(14.674)	(10.815)	35,7%	(36.596)	(28.487)	28,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	202.494	164.164	23,3%	516.722	426.050	21,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(9.449)	(12.867)	-26,6%	(52.549)	(21.652)	142,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(8.005)	(6.246)	28,1%	(22.999)	(18.397)	25,0%
	(17.454)	(19.114)	-8,7%	(75.548)	(40.049)	88,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(10.973)	(10.110)	8,5%	(30.090)	(31.915)	-5,7%
Material	(1.692)	(2.059)	-17,8%	(3.521)	(5.203)	-32,3%
Serviços de Terceiros	(17.433)	(11.388)	53,1%	(42.847)	(32.893)	30,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(5.336)	(3.613)	47,7%	(13.433)	(12.733)	5,5%
Depreciação e Amortização	(42.036)	(35.164)	19,5%	(123.761)	(103.111)	20,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(20.253)	(19.411)	4,3%	(59.822)	(60.015)	-0,3%
	(97.721)	(81.745)	19,5%	(273.474)	(245.870)	11,2%
EBITDA Gerencial ⁽¹⁾	149.607	117.879	26,9%	351.282	303.257	15,8%
RESULTADO DO SERVIÇO	87.319	63.305	37,9%	167.701	140.131	19,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	13.424	9.453	42,0%	41.673	21.245	96,2%
Despesas	(61.505)	(51.382)	19,7%	(176.408)	(144.447)	22,1%
	(48.082)	(41.929)	14,7%	(134.735)	(123.203)	9,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	39.237	21.376	83,6%	32.964	16.928	94,7%
Contribuição Social	(3.561)	(2.153)	65,4%	(4.750)	(3.660)	29,8%
Imposto de Renda	(3.569)	(1.811)	97,1%	(4.229)	(3.128)	35,2%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial⁽¹⁾	32.107	17.412	84,4%	23.984	10.140	136,5%

Nota: 1) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T14	3T13	Varição	9M14	9M13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	3.710.137	3.175.765	16,83%	10.722.033	9.719.403	10,32%
Suprimento de Energia Elétrica	119.173	38.365	210,63%	219.981	126.495	73,91%
Receita com construção de infraestrutura	213.361	232.290	-8,15%	608.230	750.116	-18,92%
Outras Receitas Operacionais	504.340	465.416	8,36%	1.597.196	1.360.794	17,37%
	4.547.011	3.911.835	16,24%	13.147.440	11.956.808	9,96%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.269.903)	(1.038.245)	22,31%	(3.663.377)	(3.306.153)	10,80%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.277.107	2.873.591	14,04%	9.484.062	8.650.655	9,63%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.156.547)	(1.496.132)	44,14%	(6.173.629)	(4.488.201)	37,55%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(64.952)	(166.497)	-60,99%	(367.709)	(450.238)	-18,33%
	(2.221.499)	(1.662.628)	33,61%	(6.541.338)	(4.938.438)	32,46%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(147.408)	(127.358)	15,74%	(442.420)	(383.887)	15,25%
Material	(21.006)	(15.398)	36,41%	(62.838)	(57.546)	9,20%
Serviços de Terceiros	(116.080)	(94.451)	22,90%	(341.820)	(305.263)	11,98%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(79.305)	(47.401)	67,30%	(285.474)	(518.667)	-44,96%
Custos com construção de infraestrutura	(213.361)	(232.290)	-8,15%	(608.230)	(750.116)	-18,92%
Entidade de Previdência Privada	(12.025)	(10.279)	16,99%	(36.066)	(50.905)	-29,15%
Depreciação e Amortização	(111.206)	(101.077)	10,02%	(329.653)	(309.081)	6,66%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.107)	(5.486)	-6,92%	(15.334)	(16.459)	-6,83%
	(705.497)	(633.741)	11,32%	(2.121.835)	(2.391.924)	-11,29%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	466.424	683.784	-31,79%	1.165.877	1.645.832	-29,16%
RESULTADO DO SERVIÇO	350.112	577.221	-39,35%	820.889	1.320.292	-37,83%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	72.545	110.892	-34,58%	388.009	301.952	28,50%
Despesas	(255.861)	(203.983)	25,43%	(683.034)	(692.883)	-1,42%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(183.317)	(93.091)	96,92%	(295.024)	(390.932)	-24,53%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	166.795	484.131	-65,55%	525.865	929.360	-43,42%
Contribuição Social	(18.403)	(45.840)	-59,85%	(56.203)	(85.306)	-34,12%
Imposto de Renda	(50.972)	(125.720)	-59,46%	(152.089)	(234.350)	-35,10%
Lucro Líquido (IFRS)	97.420	312.571	-68,83%	317.573	609.703	-47,91%

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.

13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T14	3T13	Varição	9M14	9M13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	3.461.897	3.331.959	3,90%	10.372.725	9.901.763	4,76%
Suprimento de Energia Elétrica	119.173	38.365	210,63%	219.981	126.495	73,91%
Receita com construção de infraestrutura	213.361	232.290	-8,15%	608.230	750.116	-18,92%
Outras Receitas Operacionais	504.340	465.416	8,36%	1.597.196	1.360.794	17,37%
	4.298.770	4.068.030	5,67%	12.798.131	12.139.167	5,43%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.235.212)	(1.061.555)	16,36%	(3.585.283)	(3.320.469)	7,98%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.063.558	3.006.476	1,90%	9.212.848	8.818.698	4,47%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.905.701)	(1.752.693)	8,73%	(5.609.919)	(4.738.263)	18,40%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(50.240)	(172.388)	-70,86%	(344.863)	(583.022)	-40,85%
	(1.955.941)	(1.925.081)	1,60%	(5.954.781)	(5.321.286)	11,90%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(147.408)	(127.358)	15,74%	(442.420)	(383.887)	15,25%
Material	(21.006)	(15.398)	36,41%	(62.838)	(57.546)	9,20%
Serviços de Terceiros	(116.080)	(94.451)	22,90%	(341.820)	(305.263)	11,98%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(79.329)	(99.998)	-20,67%	(266.754)	(258.214)	3,31%
Custos com construção de infraestrutura	(213.361)	(232.290)	-8,15%	(608.230)	(750.116)	-18,92%
Entidade de Previdência Privada	(12.025)	(10.279)	16,99%	(36.066)	(50.905)	-29,15%
Depreciação e Amortização	(111.206)	(101.077)	10,02%	(329.653)	(309.081)	6,66%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.107)	(5.486)	-6,92%	(15.334)	(16.459)	-6,83%
	(705.521)	(686.337)	2,80%	(2.103.114)	(2.131.471)	-1,33%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	518.409	501.621	3,35%	1.499.940	1.691.481	-11,32%
RESULTADO DO SERVIÇO	402.096	395.058	1,78%	1.154.953	1.365.941	-15,45%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	98.562	127.173	-22,50%	452.125	331.634	36,33%
Despesas	(265.311)	(210.885)	25,81%	(680.605)	(519.091)	31,11%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(166.749)	(83.712)	99,19%	(228.480)	(187.457)	21,88%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	235.347	311.346	-24,41%	926.473	1.178.484	-21,38%
Contribuição Social	(24.572)	(30.290)	-18,88%	(92.258)	(107.069)	-13,83%
Imposto de Renda	(68.110)	(82.524)	-17,47%	(252.241)	(294.802)	-14,44%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	142.665	198.533	-28,14%	581.974	776.614	-25,06%

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes;
- (2) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes.

13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (Pro-forma, em milhares de reais)

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

CPFL PAULISTA						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	2.446.401	2.070.703	18,1%	7.081.001	6.211.370	14,0%
Receita Operacional Líquida	1.761.453	1.523.848	15,6%	5.098.798	4.516.213	12,9%
Custo com Energia Elétrica	(1.221.973)	(962.303)	27,0%	(3.600.403)	(2.533.697)	42,1%
Custos e Despesas Operacionais	(350.990)	(301.144)	16,6%	(1.061.622)	(1.126.614)	-5,8%
Resultado do Serviço	188.490	260.400	-27,6%	436.773	855.902	-49,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	241.744	308.301	-21,6%	594.432	1.004.247	-40,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	260.690	276.511	-5,7%	690.556	770.210	-10,3%
Resultado Financeiro	(86.390)	(20.461)	322,2%	(137.689)	(141.861)	-2,9%
Lucro antes da Tributação	102.100	239.940	-57,4%	299.084	714.041	-58,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	60.891	155.079	-60,7%	181.567	468.681	-61,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	75.911	135.241	-43,9%	249.748	319.731	-21,9%

CPFL PIRATINGA						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	898.014	836.660	7,3%	2.822.430	2.621.226	7,7%
Receita Operacional Líquida	630.142	596.922	5,6%	1.989.082	1.814.459	9,6%
Custo com Energia Elétrica	(476.975)	(260.608)	83,0%	(1.452.921)	(1.136.397)	27,9%
Custos e Despesas Operacionais	(144.687)	(131.291)	10,2%	(440.367)	(522.520)	-15,7%
Resultado do Serviço	8.480	205.023	-95,9%	95.794	155.541	-38,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	31.340	226.179	-86,1%	163.723	219.981	-25,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	99.347	121.764	-18,4%	327.231	212.466	54,0%
Resultado Financeiro	(39.066)	(8.052)	385,2%	(70.819)	(77.763)	-8,9%
Lucro antes da Tributação	(30.586)	196.971	-	24.975	77.778	-67,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(24.230)	128.366	-	8.256	43.186	-80,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	27.648	61.832	-55,3%	132.845	43.850	203,0%

RGE						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	956.363	791.015	20,9%	2.519.667	2.488.823	1,2%
Receita Operacional Líquida	700.147	590.453	18,6%	1.850.875	1.844.438	0,3%
Custo com Energia Elétrica	(416.607)	(348.504)	19,5%	(1.193.298)	(1.007.369)	18,5%
Custos e Despesas Operacionais	(160.230)	(157.951)	1,4%	(464.793)	(585.890)	-20,7%
Resultado do Serviço	123.309	83.998	46,8%	192.783	251.180	-23,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	155.641	114.172	36,3%	289.011	342.505	-15,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	118.177	114.283	3,4%	306.379	336.340	-8,9%
Resultado Financeiro	(46.086)	(67.559)	-31,8%	(73.200)	(133.206)	-45,0%
Lucro antes da Tributação	77.224	16.438	369,8%	119.583	117.974	1,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	49.942	9.520	424,6%	75.530	86.787	-13,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	26.784	12.100	121,4%	92.186	81.789	12,7%

CPFL SANTA CRUZ						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	119.375	91.925	29,9%	353.249	270.752	30,5%
Receita Operacional Líquida	90.107	70.532	27,8%	267.479	203.613	31,4%
Custo com Energia Elétrica	(53.994)	(43.753)	23,4%	(154.129)	(125.829)	22,5%
Custos e Despesas Operacionais	(20.000)	(19.177)	4,3%	(69.019)	(71.882)	-4,0%
Resultado do Serviço	16.112	7.602	111,9%	44.331	5.903	651,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	19.623	10.921	79,7%	54.707	15.600	250,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	17.353	13.116	32,3%	48.071	21.612	122,4%
Resultado Financeiro	(6.218)	612	-	(7.886)	(10.578)	-25,4%
Lucro antes da Tributação	9.894	8.213	20,5%	36.445	(4.675)	-
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	6.319	5.210	21,3%	23.166	(3.881)	-
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	4.931	6.819	-27,7%	19.303	(492)	-

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	32.809	32.219	1,8%	89.902	90.311	-0,5%
Receita Operacional Líquida	25.966	25.610	1,4%	69.844	70.030	-0,3%
Custo com Energia Elétrica	(12.647)	(12.760)	-0,9%	(31.964)	(33.698)	-5,1%
Custos e Despesas Operacionais	(8.185)	(6.643)	23,2%	(23.377)	(25.000)	-6,5%
Resultado do Serviço	5.134	6.207	-17,3%	14.503	11.333	28,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.526	7.543	-13,5%	18.617	15.315	21,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.557	7.249	-23,3%	15.980	13.164	21,4%
Resultado Financeiro	(829)	1.972	-	(309)	(9.690)	-96,8%
Lucro antes da Tributação	4.305	8.179	-47,4%	14.195	1.643	763,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.605	5.091	-48,8%	9.027	533	1592,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.912	4.884	-60,9%	7.140	(1.089)	-

CPFL SUL PAULISTA						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	38.865	36.095	7,7%	114.489	112.470	1,8%
Receita Operacional Líquida	29.146	27.413	6,3%	86.174	84.680	1,8%
Custo com Energia Elétrica	(14.362)	(14.281)	0,6%	(41.352)	(42.465)	-2,6%
Custos e Despesas Operacionais	(9.770)	(8.697)	12,3%	(26.528)	(28.040)	-5,4%
Resultado do Serviço	5.014	4.434	13,1%	18.294	14.176	29,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.386	5.682	12,4%	22.312	17.730	25,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	7.668	5.808	32,0%	21.493	13.795	55,8%
Resultado Financeiro	(1.718)	586	-	(1.285)	(9.171)	-86,0%
Lucro antes da Tributação	3.296	5.021	-34,4%	17.009	5.005	239,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.988	3.258	-39,0%	11.018	3.101	255,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.770	3.342	-17,1%	10.395	424	2351,8%

CPFL JAGUARI						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	36.072	31.791	13,5%	108.180	98.554	9,8%
Receita Operacional Líquida	26.206	22.995	14,0%	78.522	70.887	10,8%
Custo com Energia Elétrica	(19.773)	(15.848)	24,8%	(53.282)	(46.467)	14,7%
Custos e Despesas Operacionais	(5.880)	(4.019)	46,3%	(19.357)	(15.938)	21,5%
Resultado do Serviço	553	3.127	-82,3%	5.883	8.482	-30,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	1.350	3.835	-64,8%	8.225	10.654	-22,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.785	4.512	6,0%	12.763	8.532	49,6%
Resultado Financeiro	(1.905)	(400)	376,3%	(3.778)	(6.519)	-42,1%
Lucro antes da Tributação	(1.353)	2.727	-	2.106	1.964	7,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(1.216)	1.685	-	872	913	-4,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	960	2.143	-55,2%	3.686	(396)	-

CPFL MOCOCA						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Receita Operacional Bruta	22.480	24.620	-8,7%	68.181	72.579	-6,1%
Receita Operacional Líquida	17.028	18.744	-9,2%	52.144	54.838	-4,9%
Custo com Energia Elétrica	(7.936)	(6.965)	13,9%	(21.893)	(20.085)	9,0%
Custos e Despesas Operacionais	(6.072)	(5.349)	13,5%	(17.723)	(16.979)	4,4%
Resultado do Serviço	3.020	6.430	-53,0%	12.528	17.774	-29,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.815	7.151	-46,7%	14.850	19.800	-25,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.832	5.719	-15,5%	14.640	14.151	3,5%
Resultado Financeiro	(1.104)	211	-	(58)	(2.145)	-97,3%
Lucro antes da Tributação	1.915	6.641	-71,2%	12.470	15.630	-20,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.122	4.362	-74,3%	8.137	10.383	-21,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.750	3.418	-48,8%	7.897	6.527	21,0%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
 (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
 (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	2.179	2.087	4,4%	6.830	6.391	6,9%
Industrial	2.904	3.080	-5,7%	8.763	9.061	-3,3%
Comercial	1.340	1.244	7,7%	4.267	3.970	7,5%
Outros	1.091	1.046	4,3%	3.209	3.021	6,2%
Total	7.514	7.457	0,8%	23.069	22.442	2,8%

CPFL Piratininga						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	952	927	2,6%	3.038	2.854	6,5%
Industrial	1.967	2.130	-7,6%	6.029	6.348	-5,0%
Comercial	544	511	6,5%	1.778	1.638	8,5%
Outros	275	272	1,1%	838	821	2,1%
Total	3.738	3.840	-2,7%	11.684	11.661	0,2%

RGE						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	644	603	6,8%	1.882	1.693	11,2%
Industrial	928	978	-5,2%	2.743	2.808	-2,3%
Comercial	348	329	5,6%	1.098	1.012	8,4%
Outros	635	598	6,1%	2.022	1.845	9,6%
Total	2.554	2.509	1,8%	7.745	7.359	5,2%

CPFL Santa Cruz						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	87	84	4,3%	268	250	7,0%
Industrial	56	58	-3,8%	169	168	0,7%
Comercial	39	38	2,9%	127	121	4,7%
Outros	93	87	7,3%	284	253	12,3%
Total	275	266	3,3%	848	793	7,0%

CPFL Jaguarí						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	22	21	4,0%	66	63	6,1%
Industrial	95	99	-3,3%	293	296	-1,0%
Comercial	12	12	3,2%	38	37	2,8%
Outros	10	10	-3,4%	29	29	-1,0%
Total	139	141	-1,7%	426	424	0,4%

CPFL Mococa						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	19	18	5,4%	56	53	5,3%
Industrial	17	18	-6,4%	50	51	-0,6%
Comercial	7	7	2,8%	24	23	4,9%
Outros	17	16	4,6%	47	43	9,9%
Total	60	59	1,2%	177	169	4,7%

CPFL Leste Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	25	24	4,4%	75	71	6,1%
Industrial	19	20	-8,4%	55	62	-11,7%
Comercial	10	10	-5,6%	34	33	2,8%
Outros	34	34	1,4%	91	80	14,6%
Total	88	88	-0,9%	254	245	3,9%

CPFL Sul Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	37	35	5,3%	110	103	6,1%
Industrial	75	59	27,9%	219	157	39,4%
Comercial	14	13	5,8%	43	46	-6,3%
Outros	23	22	0,8%	70	67	4,0%
Total	148	129	14,9%	441	374	18,1%

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

CPFL Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	2.179	2.087	4,4%	6.830	6.391	6,9%
Industrial	1.029	1.056	-2,5%	3.068	3.183	-3,6%
Comercial	1.216	1.157	5,1%	3.921	3.709	5,7%
Outros	1.060	1.013	4,6%	3.108	2.924	6,3%
Total	5.484	5.312	3,2%	16.926	16.206	4,4%

CPFL Piratininga						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	952	927	2,6%	3.038	2.854	6,5%
Industrial	564	576	-2,0%	1.676	1.726	-2,9%
Comercial	491	457	7,5%	1.601	1.472	8,7%
Outros	265	261	1,4%	804	789	1,8%
Total	2.271	2.221	2,3%	7.118	6.841	4,1%

RGE						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	644	603	6,8%	1.882	1.693	11,2%
Industrial	429	446	-3,8%	1.255	1.305	-3,8%
Comercial	328	313	4,7%	1.035	963	7,5%
Outros	635	598	6,1%	2.022	1.845	9,6%
Total	2.035	1.961	3,8%	6.194	5.806	6,7%

CPFL Santa Cruz						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	87	84	4,3%	268	250	7,0%
Industrial	45	46	-1,5%	136	134	1,3%
Comercial	39	38	2,8%	127	121	4,5%
Outros	93	87	7,3%	284	253	12,3%
Total	265	254	4,0%	815	759	7,4%

CPFL Jaguarí						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	22	21	4,0%	66	63	6,1%
Industrial	80	76	4,7%	238	223	6,6%
Comercial	12	12	3,2%	38	37	2,8%
Outros	10	10	-3,4%	29	29	-1,0%
Total	123	118	3,8%	371	352	5,5%

CPFL Mococa						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	19	18	5,4%	56	53	5,3%
Industrial	10	11	-3,5%	30	31	-2,4%
Comercial	7	7	2,8%	24	23	4,9%
Outros	17	16	4,6%	47	43	9,9%
Total	53	52	2,9%	157	150	5,0%

CPFL Leste Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	25	24	4,4%	75	71	6,1%
Industrial	7	7	2,4%	20	21	-3,2%
Comercial	10	10	-5,6%	34	33	2,8%
Outros	34	34	1,4%	91	80	14,6%
Total	76	75	1,5%	220	203	7,9%

CPFL Sul Paulista						
	3T14	3T13	Var.	9M14	9M13	Var.
Residencial	37	35	5,3%	110	103	6,1%
Industrial	20	20	1,3%	61	61	-0,1%
Comercial	14	13	5,8%	43	42	3,8%
Outros	23	22	0,8%	70	67	4,0%
Total	94	91	3,3%	284	273	3,8%