

São Paulo, 13 de novembro de 2013 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T13**. 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 3T12, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 355 MILHÕES NO 3T13

Indicadores (R\$ Milhões)	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.490	13.898	4,3%	43.467	41.952	3,6%
Mercado Cativo	10.084	9.795	3,0%	30.589	30.176	1,4%
TUSD	4.407	4.103	7,4%	12.877	11.776	9,4%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.467	4.109	8,7%	13.819	11.658	18,5%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	4.482	4.972	-9,9%	13.708	14.446	-5,1%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	3.367	3.435	-2,0%	10.163	9.739	4,3%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	1.065	937	13,6%	2.635	2.709	-2,7%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) ⁽³⁾	1.156	1.036	11,6%	2.882	3.032	-4,9%
EBITDA Gerencial ⁽⁴⁾	1.012	1.175	-13,9%	3.076	3.288	-6,4%
Lucro Líquido (IFRS)	355	356	-0,4%	626	1.015	-38,3%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁵⁾	282	460	-38,6%	894	1.217	-26,5%
Investimentos	331	660	-49,8%	1.361	1.926	-29,4%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS/CVM) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (3) O EBITDA (IFRS/CVM + Consolidação Proporcional da Geração) considera, além dos itens citados na nota (1) acima, a consolidação proporcional dos projetos de geração que passaram a ser contabilizados por equivalência patrimonial, devido a alterações nas normas contábeis (IFRS 11/CPC 19 (R2));
- (4) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens citados na nota (2) acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 3T13

- Aumento de **4,7%** nas **vendas totais de energia para fora do Grupo**
- Crescimento de **4,3%** nas vendas na **área de concessão – residencial (+7,6%), comercial (+4,9%) e industrial (+2,5%)**
- Entrada em operação da **UTE Bio Coopcana** (50 MW), em agosto de 2013, do **parque eólico Campo dos Ventos II** (30 MW), em outubro de 2013, e da **UTE Bio Alvorada** (50 MW), em novembro de 2013
- Reajuste tarifário econômico de **7,42% na CPFL Piratininga**, em outubro de 2013
- Aporte de **CDE** para a CPFL Piratininga, segundo decreto 7.945/13, no montante de **R\$ 167 milhões** no 3T13
- Capex de **R\$ 331 milhões** no 3T13
- Pagamento de **dividendos** intermediários do 1S13, no valor de **R\$ 363 milhões**
- **CPFL Energia** foi eleita a Empresa do Ano pelo **Anuário Época Negócios 360º**
- **CPFL Energia** foi reconhecida pelo **Carbon Disclosure Project (CDP)** como uma das 10 empresas líderes em transparência sobre emissões de gases de efeito estufa (Melhor Empresa de *Utilities*)
- **CPFL** entre as 20 empresas mais inovadoras do Brasil no **Prêmio Best Innovator 2013**
- No **Prêmio Eletricidade 2013**, da Revista Eletricidade Moderna, foram eleitas como Melhores Empresas Nacionais a **CPFL Piratininga**, na categoria de Empresas Estaduais, e a **CPFL Jaguarí**, na categoria de Empresas Menores

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

- Quinta-feira, 14 de novembro de 2013 – 11h00 (Brasília), 08h00 (EDT)
- ☎ Português: 55-11-4688-6361 ou 55-11-2104-8901 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-855-281-6021 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpf.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO	6
3) VENDAS DE ENERGIA	12
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	12
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	13
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	13
3.1.3) TUSD	13
3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	14
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	15
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis	16
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
5.1) Receita Operacional	17
5.2) Custo com Energia Elétrica	18
5.3) Custos e Despesas Operacionais	19
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios	21
5.5) EBITDA	21
5.6) Resultado Financeiro	21
5.7) Lucro Líquido	22
6) ENDIVIDAMENTO	23
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	23
6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	27
6.3) Dívida Líquida e Alavancagem	29
7) INVESTIMENTOS	30
8) DIVIDENDOS	31
9) MERCADO DE CAPITALIS	32
9.1) Desempenho das Ações	32
9.2) Volume Médio Diário	33
9.3) <i>Ratings</i>	33
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA	34
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2013	35
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	36
12.1) Segmento de Distribuição	36
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	36
12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	40
12.1.3) Reajuste Tarifário	42
12.1.4) Revisão tarifária extraordinária	43
12.1.5) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	43
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	44
12.3) Segmento de Geração Convencional	44

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
12.4) CPFL Renováveis.....	46
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	46
12.4.2) Status dos Projetos de Geração	48
13) ANEXOS	50
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	50
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	51
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	52
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional).....	53
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	54
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional	55
13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	56
13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	57
13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	58
13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	60
13.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	61

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O terceiro trimestre de 2013 foi bastante positivo para a CPFL Energia, pois voltamos a reportar resultados bastante robustos, calcados no desempenho econômico acima da média das regiões onde operamos. As vendas de energia dentro da nossa área de concessão tiveram uma surpreendente expansão de 4,3% neste trimestre, superando a média nacional de 3,9%. Superamos o crescimento médio em todas as regiões em que operamos, sendo 3,6% em nossas operações em São Paulo versus 2,2% da região sudeste e 7,8% na RGE versus 5,8% da região sul. A classe residencial apresentou uma forte expansão de 7,6%, especialmente na área de concessão da RGE, que cresceu 13,0%, sustentado pelas baixas temperaturas no sul nos últimos meses. A classe industrial também apresentou um ótimo desempenho com aumento de 2,5%, mantendo o ritmo apresentado no segundo trimestre deste ano (2,7%) e sugerindo uma retomada da produção industrial. Somente na área de concessão da RGE, este segmento apresentou uma expansão de 8,8%. O segmento comercial também retomou o ritmo de expansão em patamares mais elevados, crescendo 4,9% no trimestre, após uma sensível desaceleração no segundo trimestre de 2013 (2,3%).

Com relação ao terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas, a RGE foi a última de nossas concessionárias a passar pelo ciclo de revisões em junho último. Portanto, todas as nossas empresas de distribuição já estão rodando os novos parâmetros do novo ciclo. Quando comparamos o EBITDA gerencial do 3T13 em relação ao mesmo período de 2012, observamos uma queda de aproximadamente 20%, resultado este bastante em linha com as nossas expectativas. Para compensar esta queda já esperada, temos várias ações de redução de custos em andamento. Gostaria de mencionar aqui o resultado das nossas iniciativas com o OBZ – Orçamento Base Zero e PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada. Desde 2011, quando anunciamos estas iniciativas, conseguimos reduzir R\$ 137 milhões em bases reais no período de nove meses de 2013 em relação ao mesmo período de 2011. Isso representa quase R\$ 70 milhões ao ano, apenas nos nove primeiros meses do ano. Portanto, estamos focados na otimização das nossas operações, no ganho de eficiência e de produtividade.

Não posso deixar de mencionar a evolução do nosso Projeto Tauron, que representa a implantação da rede *smart grid* em nossa área de concessão. Já estamos com alguns de nossos times equipados com *tablets* e sistemas de GPS para atendimento dos nossos clientes, otimizando, dessa forma, a operação da nossa rede de distribuição. Já atingimos também a marca de 9.000 medidores inteligentes instalados e integrados com nossa rede de dados RF Mesh, representando maior eficiência na gestão da nossa rede e economizando custos com leitura de medidores e entrega de faturas. Nos primeiros nove meses de 2013, tivemos uma contribuição de aproximadamente R\$ 24 milhões ao nosso EBITDA, resultante da adição desta nova tecnologia em nossas operações. Ainda temos muito mais a entregar, pois pretendemos atingir a marca de 25.000 medidores para o Grupo A até meados de 2014. Isso irá nos habilitar para estendermos esta tecnologia aos consumidores de baixa tensão no futuro, proporcionando uma grande elevação da qualidade do serviço prestado aos nossos clientes.

Em relação à nossa subsidiária CPFL Renováveis, estamos em franca expansão do nosso parque gerador. Colocamos novos ativos em operação neste último trimestre, a Bio Coopcana de 50MW e o parque eólico Campo dos Ventos II de 30 MW. Juntas, estas plantas deverão contribuir com mais de R\$ 40 milhões em receitas anuais. Neste mês, em novembro, acabamos de inaugurar a Bio Alvorada, com 50 MW de capacidade instalada. Temos ainda mais 198 MW programados para iniciar a operação no quarto trimestre de 2013 e 254 MW para o primeiro semestre de 2016, totalizando 1.735 MW de capacidade instalada, o maior portfólio de fontes alternativas renováveis do Brasil.

No tocante à nossa alavancagem financeira, atingimos o patamar de 3,53x no final do terceiro trimestre de 2013. Este nível reflete os massivos investimentos que temos conduzido na expansão das nossas operações, notadamente na CPFL Renováveis, além da melhoria da nossa rede de distribuição e implantação na nova tecnologia de *smart grid*. Sendo assim, com a maturação

destes investimentos e associado aos resultados das nossas iniciativas de redução e racionalização de custos, iremos gerar mais fluxo de caixa operacional e desalavancar a Companhia gradualmente.

A despeito das mudanças regulatórias e volatilidade imposta pelo cenário hidrológico em 2013, estou muito confiante que estamos trilhando um caminho bastante sólido para aproveitarmos as melhores oportunidades no mercado. Somos uma Companhia centenária e robusta, e estamos comprometidos com a nossa reputação de disciplina financeira e de capital, sempre com foco na geração de valor responsável para todos os nossos acionistas e investidores.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Em meio ao fraco crescimento da economia mundial em 2013, alguns fatores dão alento e sinalizam uma melhora para 2014. A produção industrial mundial segue crescendo e a sondagem PMI junto aos industriais indica melhora para o futuro.

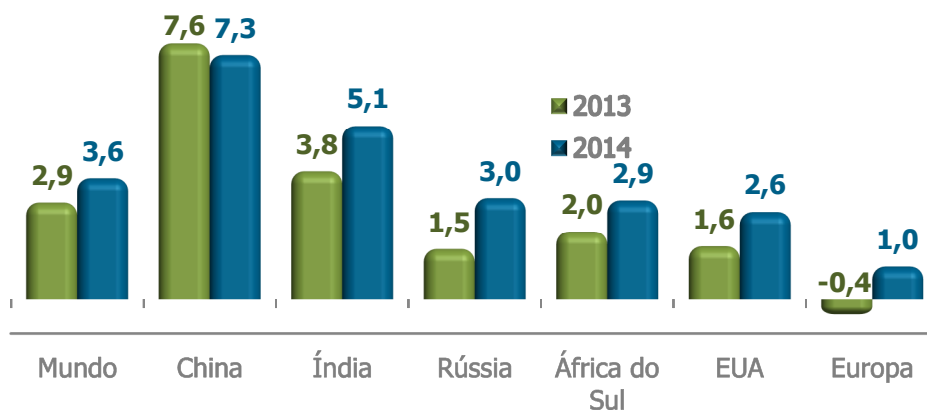
O principal sinal positivo vem da China, para a qual as expectativas de redução do crescimento já não são tão preocupantes. É menor o receio de que a economia chinesa cresça abaixo da meta de 7,5% em 2013. No 3T13, observamos uma leve reaceleração do PIB, que cresceu 7,8% ante mesmo trimestre do ano anterior, comparado a um crescimento de 7,5% no 2T13. Na Europa, a confiança de empresários e consumidores vem melhorando. Em out/13, esse índice chegou a 97,8, a 6ª alta consecutiva e o nível mais alto desde ago/11. Apesar disso, a retomada econômica ainda é desbalanceada e tem bases frágeis. Grécia e Espanha, por exemplo, não estão conseguindo recuperar a perda de recursos bancários sofrida durante o período mais agudo da crise.

Nos EUA, o impasse sobre o orçamento e o teto da dívida se arrastou muito além do previsto pela maioria dos analistas e a paralisação das atividades, de acordo com estimativas da S&P, deverá impactar em 0,6% o PIB do 4T13, limitando a expansão no ano de 2013.

Nesse contexto, a expectativa para 2014 é de um crescimento acima do que vem ocorrendo em 2013. Para a economia mundial, espera-se um crescimento de 3,6% em 2014, ante 2,9% projetados para 2013. A Europa deve reverter o cenário de recessão e crescer 1,0% no ano que vem, enquanto a economia norte-americana deve crescer 1,6% em 2013 e 2,6% em 2014.

Projeção para o PIB em 2013 e 2014 (%) - economias selecionadas

Fonte e projeções: FMI



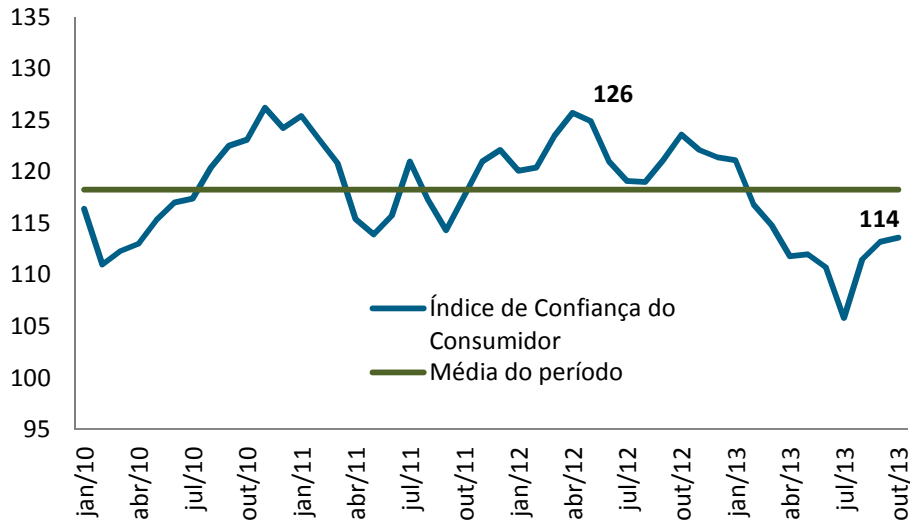
No cenário doméstico, houve uma suave desaceleração da atividade em função da inflação mais elevada, do aperto das condições de crédito, da desvalorização cambial, das recentes manifestações sociais e da redução da confiança de empresários e consumidores. No entanto, alguns indicadores sugerem otimismo: a massa de renda, por exemplo, cresceu 0,8% em setembro, na comparação com agosto, com ajuste sazonal. Com isso, o crescimento foi de 2,8% no acumulado do ano no total das regiões metropolitanas, e significativamente maior nas capitais mais próximas às áreas atendidas pela CPFL Energia – 4,4% na RMSP e 6,5% na RMPOA, na mesma comparação. Ainda no que se refere ao mercado de trabalho, de acordo com dados do CAGED, foram gerados 211 mil novos postos de trabalho em set/13, volume 40% maior que os 150 mil empregos gerados no mesmo mês de 2012.

O índice de confiança do consumidor também voltou a crescer em outubro (0,6% ante setembro) e segue positivo. Desde outubro de 2012, o índice apresentava queda nas leituras, mas o movimento se inverteu em julho.

Índice de confiança do consumidor

abaixo de 100=pessimismo

Fonte: FGV



Essa recuperação também tem reflexo no comércio varejista, que cresceu 6,0% em julho e 6,2% em agosto, na comparação com os mesmos meses de 2012. As vendas de móveis e eletrodomésticos cresceram 11,0% e 7,8% nos meses de julho e agosto, respectivamente, na mesma comparação. Vale ressaltar que essa alta é estimulada também pela manutenção de alíquotas de IPI reduzidas para móveis e eletrodomésticos e pelo incentivo ao consumo via crédito, principalmente o Programa Minha Casa Melhor.

A indústria, entretanto, ainda segue em ritmo irregular. Com fortes oscilações mensais, a produção industrial apresenta crescimento de 1,6% no acumulado do ano (ante queda de 2,6% em 2012), puxado pelo setor de bens de capital.

Evolução do PIB Brasil - % anual

Fonte: IBGE.



*Projeção. Boletim Focus de 25/10/2013.

Neste contexto, o PIB brasileiro deve crescer 2,6% em 2013 e alcançar ritmo um pouco mais elevado em 2014, com alta de 2,9%, de acordo com as projeções da LCA Consultores.

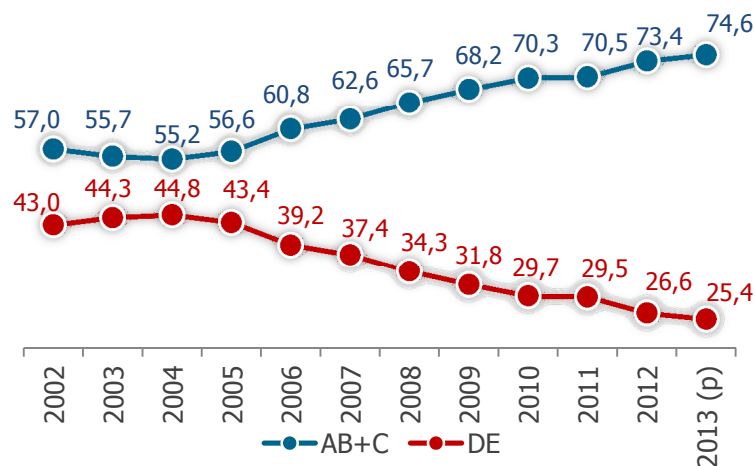
Investimento precisa ser o carro-chefe para sustentar o crescimento e permitir nova expansão do consumo

Nos últimos anos, a expansão da economia brasileira e, por consequência, do consumo de energia elétrica, vem sendo sustentada por um forte ciclo de consumo.

Com influência do cenário externo positivo até 2008 e com políticas efetivas de estímulo ao consumo e distribuição de renda, foi possível observar uma ascensão social, com migração de elevado contingente das classes D e E para as classes AB e C.

Distribuição dos domicílios por classe de renda | %

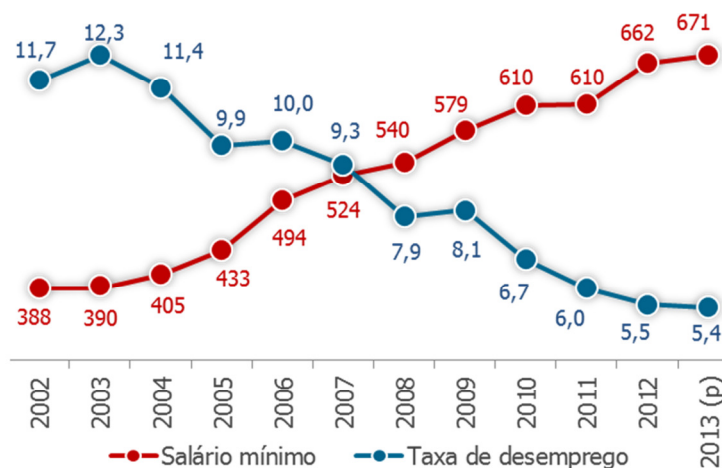
Fonte: IBGE e IPEA. Estimativa: LCA Consultores.



Na última década, a taxa de desemprego caiu ao nível mais baixo do histórico e o salário mínimo apresentou ganho real de 71% entre os anos de 2002 e 2012. A massa de renda cresceu 44% no mesmo período e mais de 14 milhões de postos de trabalho formais foram criados.

Taxa de desemprego e Salário Mínimo Real

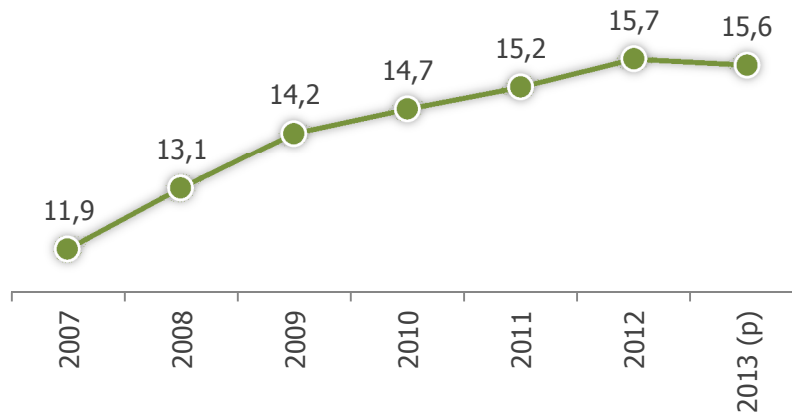
Fonte: IBGE e IPEA. Estimativa: LCA Consultores.



O crédito também foi um elemento importante nesse contexto. O crédito à pessoa física (recursos livres), que representava 11,9% do PIB em 2007, chegou a 15,7% do PIB em 2012, patamar em que deve se estabilizar em 2013.

Crédito a pessoa física – recursos livres | % PIB

Fonte: Banco Central do Brasil. Estimativa: LCA Consultores.



Com isso, o Consumo das Famílias cresceu a taxas relevantes no período, embora decrescentes nos últimos anos.

Consumo das Famílias | % anual

Fonte: IBGE. Estimativa: LCA Consultores.

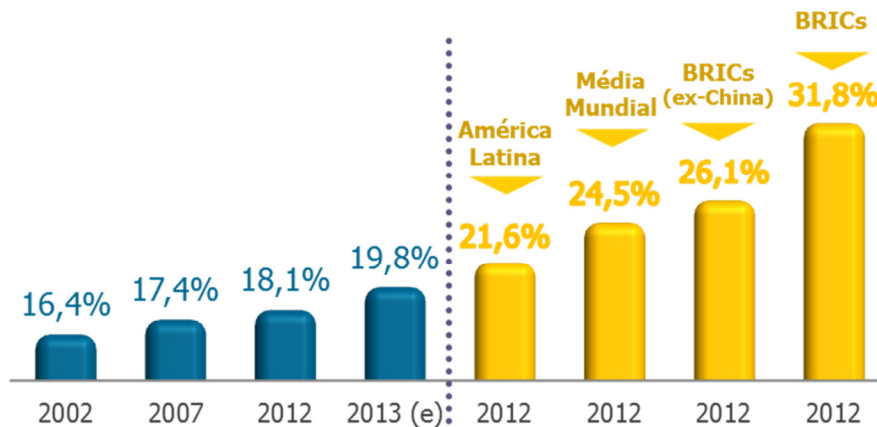


Mas esse ciclo de consumo observado na última década tende a contribuir menos para a expansão da economia brasileira nos próximos anos, dada a saturação desses vetores de crescimento. Assim, é necessário estimular a expansão do investimento no Brasil, de modo a sustentar o crescimento econômico e permitir nova expansão do consumo. A taxa de investimento brasileira ainda é muito baixa, se comparada a outros países. Apesar do avanço no investimento que estamos observando neste ano, esperamos encerrar 2013 com a Formação Bruta de Capital Fixo representando 19,8% do PIB. Para fins de comparação, em 2012, a média

desse indicador para a América Latina foi de 21,6% enquanto a média mundial foi de 24,5%. Entre os BRICs, a taxa de investimento chegou a 31,8%, fortemente influenciada pelo investimento na China (48,9% do PIB) e na Índia (35,6% do PIB).

Taxa de investimento (FBKF/PIB) (%)

Fonte: IBGE e FMI. Estimativa: LCA Consultores.



Outro sinalizador da necessidade de estímulo ao investimento é o Índice de Competitividade Global, recentemente divulgado pelo Fórum Econômico Mundial. No ranking de competitividade que compreende 148 países, o Brasil é apenas o 56º. Na abertura por categorias, o Brasil fica bem posicionado apenas no quesito “tamanho do mercado”, dada a grande importância do mercado consumidor para o conjunto da economia, enquanto os demais itens avaliados ainda indicam que o Brasil precisa evoluir. Vale destacar principalmente a questão da “Infraestrutura”, onde o Brasil é apenas o 71º colocado.

Índice de Competitividade Global

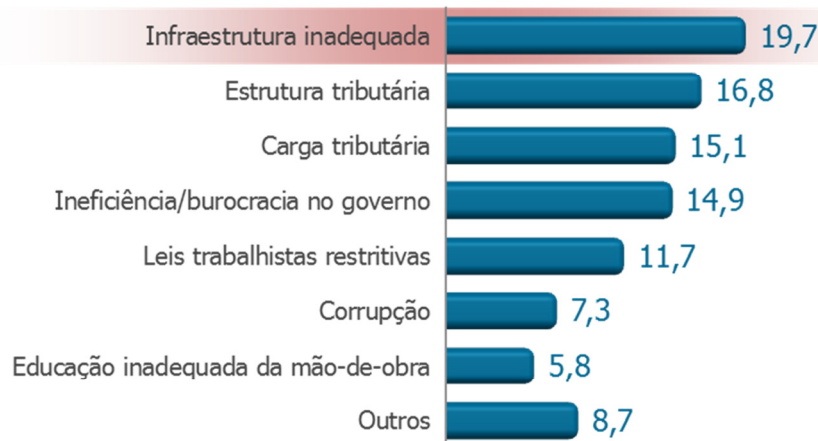
Fonte: Global Competitiveness Report 2013-2014 – World Economic Forum

Posição do Brasil no ranking (148 países): 56ª	
Requisitos básicos (32,3%)	79ª
Ambiente institucional	80ª
Infraestrutura	71ª
Ambiente macroeconômico	75ª
Saúde e educação primária	89ª
Potencializadores de eficiência (50%)	44ª
Educação superior	72ª
Eficiência do mercado de trabalho	92ª
Desenvolvimento do sistema financeiro	50ª
Tamanho do mercado	9ª
Fatores de inovação e sofisticação (17,7%)	46ª
Sofisticação dos negócios	39ª
Inovação	55ª

No mesmo documento são apresentados também os fatores mais problemáticos para a expansão dos negócios, de acordo com os empresários. Mais uma vez a Infraestrutura aparece em lugar de destaque, ficando evidente a necessidade de medidas que revertam esse quadro.

Fatores indicados pelos empresários como os mais problemáticos (%)

Fonte: Global Competitiveness Report 2013-2014 – World Economic Forum



Para estimular o investimento, é necessário alterar o arcabouço institucional que define hoje a expansão da infraestrutura, com a adaptação das regras dos leilões, de tal forma que o próprio mercado defina uma taxa de retorno adequada para os projetos através da competição, tornando-os viáveis e atraindo o capital privado. É preciso também atuar em uma política de desenvolvimento industrial e de inovação tecnológica para acelerar o programa de investimentos do setor produtivo. No âmbito das políticas fiscal e cambial, alguns ajustes devem ser feitos no sentido de aumentar a transparência de suas ações e estabilizar o câmbio e evitar uma excessiva valorização e volatilidade. Por fim, as políticas sociais, que estimularam a demanda nos últimos anos, devem continuar, a fim de não reverter as expectativas de aumento do consumo.

3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 3T13, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.490 GWh, um aumento de 4,3%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Mercado Cativo	10.084	9.795	3,0%	30.589	30.176	1,4%
TUSD	4.407	4.103	7,4%	12.877	11.776	9,4%
Total	14.490	13.898	4,3%	43.467	41.952	3,6%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres e permissionárias da RGE no 9M12.

No 3T13, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.084 GWh, um aumento de 3,0 %. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.407 GWh no 3T13, um aumento de 7,4%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

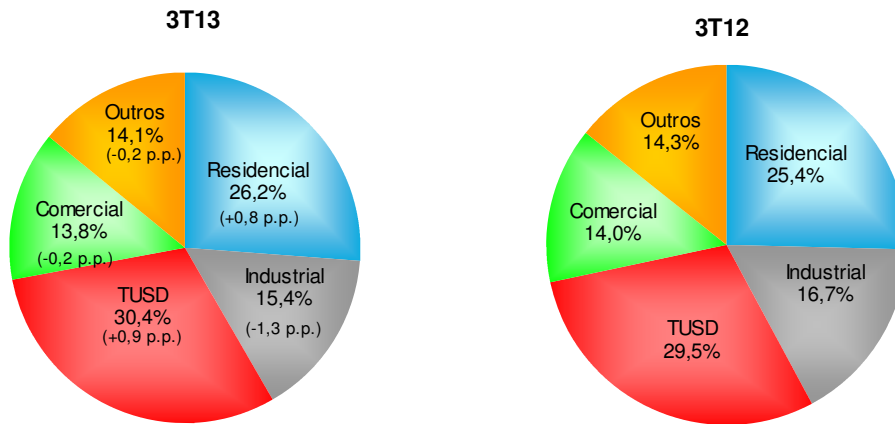
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.	Part.
Residencial	3.798	3.530	7,6%	11.477	10.757	6,7%	26,2%
Industrial	6.442	6.288	2,5%	18.951	18.537	2,2%	44,5%
Comercial	2.164	2.063	4,9%	6.879	6.583	4,5%	14,9%
Outros	2.086	2.017	3,4%	6.159	6.076	1,4%	14,4%
Total	14.490	13.898	4,3%	43.467	41.952	3,6%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.10. Considera ajuste de faturamento de clientes livres e permissionárias da RGE no 9M12.

Destacam-se no 3T13, na área de concessão:

- **Classe residencial (26,2% das vendas):** aumento de 7,6%, favorecido pelo bom desempenho da renda verificado ao longo do ano, em virtude da manutenção do aquecimento no mercado de trabalho e das temperaturas mais baixas na área de concessão da RGE, que estimularam o consumo de energia para calefação e contribuíram com uma expansão de 13,0% naquela região.
- **Classe industrial (44,5% das vendas):** expansão de 2,5%, confirmando um leve sinal de recuperação desse segmento, que ainda sofre os efeitos da desaceleração econômica mundial e da queda do nível de confiança. Destaque para a região da RGE, onde o consumo industrial cresceu 8,8%.
- **Classe comercial (14,9% das vendas):** aumento de 4,9%. Apesar da desaceleração recente em função da inflação mais elevada, as vendas no comércio varejista e de móveis e eletrodomésticos têm se mantido em expansão no acumulado do ano, ratificando o resultado positivo dessa classe.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T12 para o 3T13.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	3.798	3.530	7,6%	11.477	10.757	6,7%
Industrial	2.237	2.327	-3,8%	6.684	7.170	-6,8%
Comercial	2.007	1.949	3,0%	6.399	6.248	2,4%
Outros	2.041	1.988	2,7%	6.030	6.002	0,5%
Total	10.084	9.795	3,0%	30.589	30.176	1,4%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.11. Considera ajuste de faturamento de permissionárias da RGE no 9M12.

A redução das vendas no mercado cativo se deve principalmente à migração de clientes industriais e comerciais para o mercado livre, além das tendências de evolução das vendas já citadas na seção 3.1 acima.

3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Industrial	4.205	3.961	6,2%	12.267	11.367	7,9%
Comercial	157	114	37,5%	481	335	43,4%
Outros	44	28	58,2%	129	73	75,5%
Total	4.407	4.103	7,4%	12.877	11.776	9,4%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres da RGE no 9M12.

TUSD por Distribuidora - GWh						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
CPFL Paulista	2.145	2.035	5,4%	6.236	5.805	7,4%
CPFL Piratininga	1.619	1.544	4,9%	4.820	4.468	7,9%
RGE	548	449	22,0%	1.553	1.290	20,4%
CPFL Santa Cruz	12	7	66,9%	34	21	61,7%
CPFL Jaguari	23	20	12,9%	73	60	20,5%
CPFL Mococa	7	5	44,5%	20	10	104,3%
CPFL Leste Paulista	14	13	2,9%	41	38	10,2%
CPFL Sul Paulista	39	30	30,6%	100	84	19,0%
Total	4.407	4.103	7,4%	12.877	11.776	9,4%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres da RGE no 9M12.

3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Baseado em valores pro forma, onde a consolidação proporcional dos ativos de geração é recontabilizada para fins de análise gerencial, as vendas de comercialização e geração cresceram 8,7%, totalizando 4.467 GWh no 3T13.

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Renováveis	901	587	53,5%	2.356	1.500	57,0%
Comercialização e Geração Convencional	3.566	3.522	1,3%	11.463	10.157	12,9%
Total	4.467	4.109	8,7%	13.819	11.658	18,5%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera consolidação proporcional dos negócios em conjunto: Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa. Considera ajuste de provisionamento de +42 GWh no 3T12 e de 88GWh no 9M12.

Essa variação se deve aos seguintes fatores: (i) aumento das vendas da CPFL Renováveis, principalmente devido à entrada da PCH Salto Góes e da UTE Ester, além de maior volume de energia faturada pelo complexo eólico Santa Clara, a UTE Bio Pedra e o complexo eólico Atlântica; (ii) geração da EPASA, despachada no 3T13 por segurança energética e restrição elétrica; e (iii) aumento das vendas para clientes livres no segmento de Comercialização, decorrente do aumento do número de clientes em carteira (de 217 no 3T12 para 288 no 3T13), o que reflete a estratégia de atuação nacional nesse segmento.

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 2013 e de 2012, e 31 de dezembro de 2012, 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	3.972	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	1.560	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	1.388	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	195	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	54	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	36	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	79	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, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 Térmica	695 MW	695 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 52,75%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	180 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 58,84%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2
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 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	Direta 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 Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de setembro de 2013, a CPFL Energia detinha participação indireta de 58,84% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em "lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores" e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	4.482.433	4.972.340	-9,9%	13.707.889	14.445.930	-5,1%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)⁽¹⁾	4.525.935	4.991.724	-9,3%	13.862.087	14.525.438	-4,6%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	4.682.130	4.904.309	-4,5%	14.044.446	14.190.746	-1,0%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	3.366.849	3.434.898	-2,0%	10.162.791	9.739.197	4,3%
Receita Operacional Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)⁽¹⁾	3.408.165	3.454.155	-1,3%	10.307.506	9.817.541	5,0%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	3.567.587	3.374.086	5,7%	10.514.572	9.534.742	10,3%
Custo com Energia Elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(1.809.095)	(1.919.516)	-5,8%	(5.634.524)	(5.467.866)	3,0%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(974.106)	(1.194.011)	-18,4%	(3.424.912)	(3.126.711)	9,5%
Resultado do Serviço (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	860.230	731.127	17,7%	2.001.162	2.204.514	-9,2%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	1.064.636	937.472	13,6%	2.635.224	2.709.426	-2,7%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	1.155.769	1.035.931	11,6%	2.882.445	3.032.355	-4,9%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	1.011.900	1.175.176	-13,9%	3.076.380	3.287.837	-6,4%
Resultado Financeiro (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(280.179)	(167.278)	67,5%	(917.456)	(584.999)	56,8%
Lucro Antes da Tributação (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	580.052	563.849	2,9%	1.083.706	1.619.515	-33,1%
Lucro Líquido (IFRS)	354.945	356.458	-0,4%	626.180	1.014.929	-38,3%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	282.289	460.059	-38,6%	894.335	1.216.676	-26,5%

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;
- (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.

5.1) 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 3T13 atingiu R\$ 4.482 milhões, representando uma redução de 9,9% (R\$ 490 milhões). A receita operacional bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) seria de R\$ 4.526 milhões, uma redução de 9,3% (R\$ 466 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional bruta foram:

- No segmento de Distribuição (R\$ 583 milhões):
 - (i) Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -19,0%, no período entre 3T12 e 3T13, no valor de R\$ 637 milhões em virtude das revisões e reajustes tarifários e dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária extraordinária ("RTE") de 2013, aplicado aos consumos a partir do dia 24 de janeiro de 2013. Nesta revisão extraordinária foram incorporadas as cotas de energia elétrica das usinas geradoras que renovaram os seus contratos de concessão. O total de energia oriundo destas usinas foi dividido em cotas para as distribuidoras. Também foram computados os efeitos das extinções da RGR e CCC, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão;
 - (ii) Redução de R\$ 130 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;
 - (iii) Redução de R\$ 85 milhões em Suprimento de energia elétrica, decorrente, principalmente, das reduções no volume de energia elétrica comercializadas no curto prazo;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aporte de CDE, no montante de R\$ 146 milhões;
- (v) Aumento de 3,0% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 115 milhões (mercado + mix);
- (vi) Outros (R\$ 8 milhões).

Parcialmente compensado por:

- Aumento de receita no Segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 43 milhões;
- Receita adicional bruta na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 35 milhões.
- Aumento de receita do Segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 31 milhões;
- Aumento em Outras Receitas (R\$ 8 milhões).

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.118 milhões, representando um recuo de 27,3% (R\$ 420 milhões) devido às reduções:

- (i) de 16,7% no ICMS (R\$ 129 milhões);
- (ii) de 7,7% PIS e Cofins (R\$ 31 milhões);
- (iii) de 73,4% no encargo setorial CDE (R\$ 107 milhões);
- (iv) de 97,4% na RGR (R\$ 21 milhões);
- (v) de 20,4% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 8 milhões);
- (vi) no encargo setorial CCC (R\$ 130 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (vii) aumento de 28,5% no Proinfa (R\$ 6 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção) atingiu R\$ 3.408 milhões no 3T13, representando uma redução de 1,3% (R\$ 46 milhões).

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.808 milhões no 3T13, representando uma redução de 5,8% (R\$ 111 milhões).

- O custo da energia comprada para revenda no 3T13 foi de R\$ 1.624 milhões, o que representa um aumento de 6,5% (R\$ 100 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 168 milhões) devido ao aumento de 305,3% no preço médio de compra e de 253,72% (720 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente a compra de energia para as usinas de biomassa Alvorada e Coopcana e para o Complexo Atlântica da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 52 milhões) – **Não-recorrente**;
 - (ii) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 110 milhões), devido ao aumento de 14,3% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 5,2% (517 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 52 milhões), decorrente principalmente do aumento de 17,4% no preço médio de compra;
 - (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 26,4% (54 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 15,0% no preço médio de compra;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aporte de R\$ 226 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
 - (vi) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 7 milhões);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 185 milhões no 3T13, redução de 53,3% (R\$ 210 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aporte de R\$ 132 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
 - (ii) Redução de 47,0% nos encargos da rede básica (R\$ 139 milhões), devido principalmente às reduções de 51,9% na CPFL Paulista (R\$ 72 milhões), de 51,2% na CPFL Piratininga (R\$ 35 milhões) e de 47,8% na RGE (R\$ 25 milhões) em virtude dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual houve redução dos custos de transmissão;
 - (iii) Redução nos encargos de energia de reserva (R\$ 45 milhões);
 - (iv) Redução de 64,7% nos encargos de Itaipu (R\$ 16 milhões);
 - (v) Redução de 45,1% nos encargos de conexão (R\$ 9 milhões);
 - (vi) Redução de 30,5% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 343,7% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 115 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$ 70 milhões na CPFL Paulista, R\$ 25 milhões na CPFL Piratininga e de R\$ 20 milhões na RGE. Esse aumento foi parcialmente compensado pelo **efeito não recorrente** de R\$ 13 milhões, sendo R\$ 8 milhões no segmento de Geração Convencional e R\$ 5 milhões na CPFL Renováveis referente à reversão de provisão de encargos de serviços do sistema (ESS) destinados exclusivamente ao ressarcimento dos agentes de geração termelétrica. O provisionamento foi realizado em função da Resolução CNPE 03, de 06/03/2013, que estipulou que a partir de 01/04/2013 o custo do despacho das térmicas fora da ordem de mérito seria rateado entre os agentes do mercado, incluindo os geradores, a cobrança seria realizada através do ESS. O assunto está em discussão judicial e a perspectiva de perda é remota;
- (viii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 21 milhões).

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Custo de construção) atingiram R\$ 974 milhões no 3T13, registrando uma redução de 18,4% (R\$ 220 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 39,8% (R\$ 155 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\$ 235 milhões no 3T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 3,0% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 3,8% na CPFL Renováveis (R\$ 4 milhões) em decorrência da adequação das taxas utilizadas uma vez que em 2012 algumas controladas utilizavam-se das taxas fiscais ou taxas ANEEL e em 2013 estão utilizando a taxa de acordo com o prazo de autorização/concessão, compensado parcialmente pelo efeito das empresas que

entraram em operação;

- (ii) Redução líquida de 2,2% (R\$ 2 milhões) no segmento de Distribuição, devido principalmente à conclusão da conciliação e homologação da base do ativo intangível;
 - (iii) Redução de 4,6%, no Segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 2 milhões.
- PMSO, item que atingiu R\$ 433 milhões no 3T13, comparado a R\$ 490 milhões no 3T12, registrando uma redução de 11,7% (R\$ 57 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	3T13	3T12	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)				
Pessoal	(188,4)	(169,6)	(18,8)	11,1%
Material	(54,1)	(26,6)	(27,5)	103,6%
Serviços de Terceiros	(120,7)	(133,2)	12,5	-9,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(69,8)	(161,0)	91,2	-56,7%
Total PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) - (A)	(433,0)	(490,4)	57,4	-11,7%
Efeitos não-recorrentes				
Alienação de Imóveis e Veículos	47,3	-	47,3	-
Ajuste de PDD devido à mudança de estimativa (8 distribuidoras)	-	(53,7)	53,7	-
Baixa de ativos, devido à implantação do MCPSE (CPFL Piratininga, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí e CPFL Santa Cruz)	-	(16,5)	16,5	-
Outros	-	1,2	(1,2)	-
(=) Total efeitos não-recorrentes (B)	47,3	(69,0)	116,3	-
Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)				
PMSO da CPFL Renováveis	(44,7)	(49,2)	4,5	-9,2%
PMSO referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect	(46,8)	(34,3)	(12,5)	36,3%
Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível Epasa	(29,2)	(0,9)	(28,4)	3318,2%
(=) Total outros ajustes (C)	(120,7)	(84,4)	(36,3)	-
PMSO ajustado				
Pessoal	(148,7)	(140,9)	(7,7)	5,5%
Material	(15,8)	(20,1)	4,3	-21,5%
Serviços de Terceiros	(85,8)	(95,0)	9,2	-9,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(109,3)	(80,9)	(28,4)	35,1%
Total PMSO ajustado (A - B - C)	(359,6)	(337,0)	(22,6)	6,7%

Dessa forma, o PMSO ajustado do 3T13 seria de R\$ 360 milhões, comparado a R\$ 337 milhões no 3T12, um aumento de 6,7% (R\$ 23 milhões). Esta variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 5,5% (R\$ 8 milhões);
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 35,1% (R\$ 28 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos:

- ✓ Aumento na baixa de ativos nas distribuidoras (16 milhões);
- ✓ Aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia gerada pelas usinas (R\$ 4 milhões) na CPFL Geração;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Gastos com Material, que registraram redução de 21,5% (R\$ 4 milhões);
- (iv) Gastos com Serviços de Terceiros com redução de 9,7% (R\$ 9 milhões).

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 líquido a devolver de R\$ 135 milhões no 3T13, principalmente em função do aporte de CDE de R\$ 167 milhões na CPFL Piratininga referente a períodos anteriores, e um líquido a receber de R\$ 85 milhões no 3T12 (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.

5.5) EBITDA

O **EBITDA** (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) do 3T13 totalizou R\$ 1.156 milhões, registrando um aumento de 11,6% (R\$ 120 milhões). O EBITDA gerencial no 3T13 registrou R\$ 1.012 milhões, comparado a R\$ 1.175 milhões no 3T12, uma redução de 13,9%.

5.6) Resultado Financeiro

No 3T13, a despesa financeira líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 280 milhões, um aumento de 67,5% (R\$ 113 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 167 milhões registrados no 3T12.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: redução de R\$ 43 milhões, passando de R\$ 227 milhões no 3T12 para R\$ 184 milhões no 3T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Atualização monetária do ativo financeiro 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 (variação negativa de R\$ 69 milhões) no 3T12;
 - ✓ Redução em outras receitas financeiras (R\$ 13 milhões);
 - ✓ Redução nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 12 milhões);
 - ✓ Redução nos acréscimos e multas moratórias, atualização de créditos fiscais e atualização de depósitos judiciais (R\$ 8 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Aumento em Renda de aplicações financeiras (R\$ 60 milhões), decorrente de aumento das disponibilidades.

- Despesas Financeiras: aumento de 17,8% (R\$ 70 milhões), passando de R\$ 394 milhões no 3T12 para R\$ 464 milhões no 3T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento de encargos de dívida (R\$ 80 milhões), principalmente em decorrência do aumento do CDI;
 - ✓ Despesa com atualização monetária do ativo financeiro 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 (R\$ 16 milhões);
 - ✓ Aumento nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensados por:

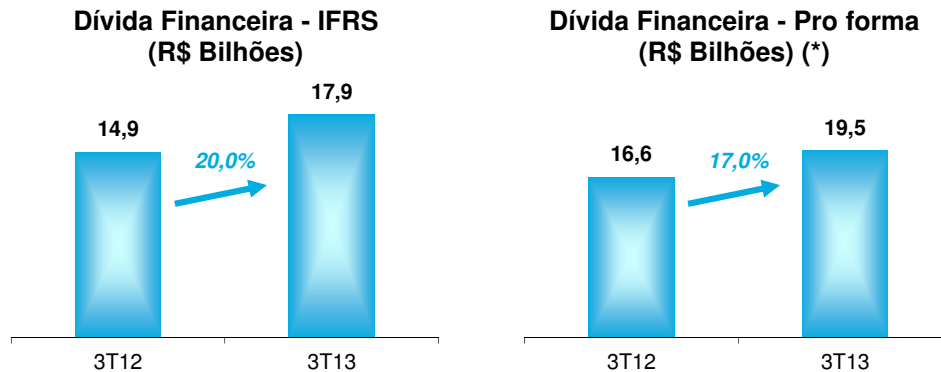
- ✓ Redução em outras despesas financeiras (R\$ 22 milhões), principalmente pela despesa financeira não-recorrente na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 20 milhões) e Despesa financeira não-recorrente relacionada à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 1 milhão), ambas no 3T12;
- ✓ Redução da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 8 milhões), devido principalmente à atualização financeira, ou seja, aos efeitos dos indexadores (IGP-M e IPCA) que atualizam o passivo de UBP.

5.7) Lucro Líquido

No 3T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 355 milhões. Este resultado reflete principalmente: (i) efeito total do 3º ciclo de revisão tarifária nas distribuidoras e (ii) ajuste do ativo financeiro da concessão; parcialmente compensado pelo (iii) aporte de recursos da CDE na CPFL Piratininga (R\$ 167 milhões) e (iv) menores custos e despesas operacionais. O Lucro Líquido gerencial no 3T13 registrou R\$ 283 milhões, comparado a R\$ 460 milhões no 3T12, uma redução de 38,6%.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



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

A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 17.921 milhões no 3T13, aumento de R\$ 2.982 milhões, ou 20,0%, em relação ao 3T12. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Da consolidação de 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que agregou cerca de R\$ 413 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Parte destes recursos, cerca de R\$ 49 milhões, foi assumida através da aquisição dos ativos de cogeração Ester realizadas no período. O montante restante, que totalizou cerca de R\$ 364 milhões, se deu através de captações de recursos para pagamento desta aquisição, assim como para a construção dos vários projetos *greenfield*;
- Do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 2.054 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo (segmentos de geração convencional, distribuição e comercialização);
- do aumento de outros encargos e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 515 milhões.

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

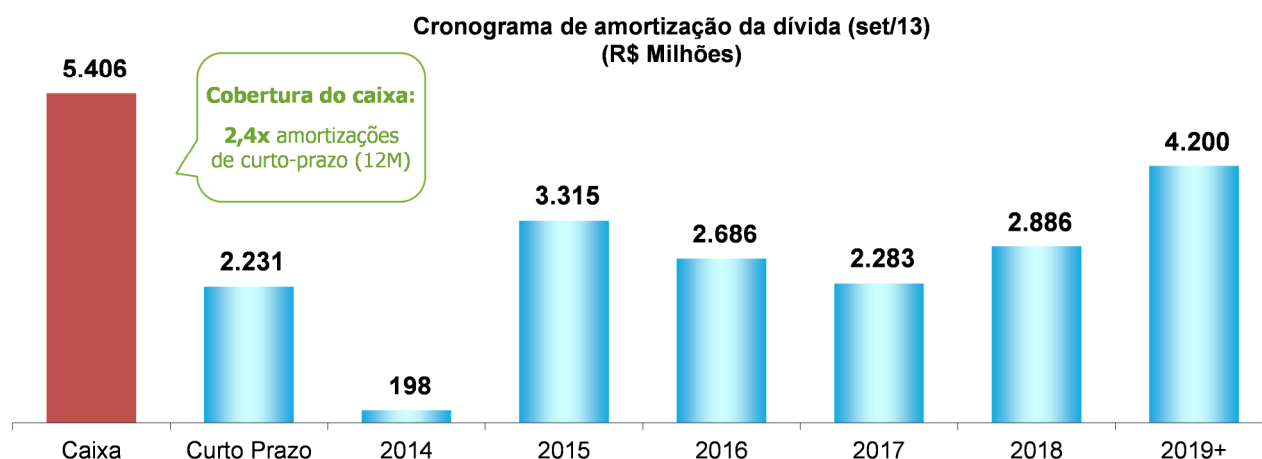
- CPFL Renováveis: captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 364 milhões e assunção de dívidas no montante de R\$ 49 milhões:
 - + Emissões de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica (R\$ 368 milhões) e pela CPFL Renováveis (R\$ 150 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 25 milhões;
 - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 21 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas ao UTE Ester, no montante de R\$ 3 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 132 milhões,

relativas a financiamento junto ao BNDES;

- + Captações relacionadas ao Complexo Eólico Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), no montante de R\$ 176 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas ao Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 264 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Emissão de cédula de crédito bancário pelo Parque Eólico Campo dos Ventos II, no montante de R\$ 35 milhões;
 - Amortização de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 460 milhões;
 - Amortização de notas promissórias relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 90 milhões;
 - Amortização relacionada à operação com ações resgatáveis (PCHs Alto Irani e Plano Alto), no montante de R\$ 22 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 32 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 54 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas PCHs Gavião Peixoto e Capão Preto, no montante de R\$ 4 milhões;
 - Amortizações relacionadas à Jantus, no montante de R\$ 39 milhões, relativas a financiamento junto ao BNB;
 - Amortizações relacionadas à Santa Luzia, no montante de R\$ 11 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - Amortizações relacionadas à UTE Ester, no montante de R\$ 7 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - Amortização relacionada à operação com ações preferenciais resgatáveis da T-15 Energia (controlada da CPFL Renováveis) para aquisição da Bons Ventos, no montante de R\$ 56 milhões;
 - Amortizações relacionadas à Bons Ventos, no montante de R\$ 34 milhões, dos quais R\$ 21 milhões são relativas a financiamento junto ao BNDES, R\$ 7 milhões são relativas a financiamento junto ao BNB e R\$ 7 milhões são relativas a financiamento junto ao Nordic Investment Bank (NIB);
 - + Endividamento proveniente da aquisição da UTE Ester pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 49 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES.
- Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 520 milhões:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (7ª Emissão de R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (7ª Emissão de R\$ 235 milhões) e RGE (7ª Emissão de R\$ 170 milhões);
 - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 340 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 100 milhões), RGE (R\$ 205 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 20 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 22 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 31 milhões);
 - + Captação de financiamento pela CPFL Paulista (R\$ 250 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 44 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 33 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 21 milhões) e CPFL

- Mococa (R\$ 19 milhões);
- + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 557 milhões;
- Amortizações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 674 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 473 milhões);
- Amortizações de principal das debêntures da CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 427 milhões) e RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões);
- Amortizações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 124 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 14 milhões), RGE (R\$ 123 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 11 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 18 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 10 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 7 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 7 milhões);
- Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 17 milhões.
- CPFL Geração e Ceran: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.469 milhões:
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (5ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Geração e CPFL Brasil;
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Geração (6ª Emissão de R\$ 460 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 28 milhões) e Ceran (R\$ 55 milhões).
- CPFL Brasil e CPFL Serviços: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 1.075 milhões:
 - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Serviços (R\$ 8 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 21 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures da CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Brasil e CPFL Geração;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 2 milhões) e CPFL Brasil (R\$ 10 milhões);
 - Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 1 milhão.
- CPFL Energia (Holding): captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.140 milhões:
 - + Emissão de debêntures (4ª Emissões de R\$ 1.290 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures (3ª Emissão de R\$ 150 milhões).

Segue abaixo o cronograma de amortização da dívida. Desconsidera encargos de dívidas (CP = R\$ 350 milhões; LP = R\$ 61 milhões), hedge (efeito líquido positivo de R\$ 350 milhões) e Marcação a Mercado (R\$ 60 milhões). Em 2014, considera amortização a partir de 01/out/14. Além disso, o prazo médio de amortização é de 4,08 anos.



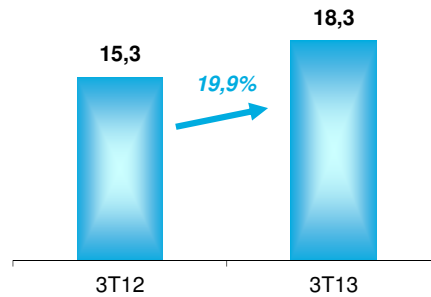
Dívida Financeira - 3T13 - IFRS (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Moeda Nacional							
BNDES - Repotenciação	8	-	2.047	-	2.055	-	2.055
BNDES - Investimento	19.571	-	1.036.912	3.842.012	1.056.483	3.842.012	4.898.495
BNDES - Bens de Renda	33	-	1.562	6.035	1.595	6.035	7.630
BNDES - Capital de Giro	-	-	(0)	-	(0)	-	(0)
Instituições Financeiras	102.202	31.993	590.933	1.532.732	693.135	1.564.725	2.257.860
Outros	665	-	11.375	20.279	12.040	20.279	32.319
Sub-Total	122.479	31.993	1.642.829	5.401.058	1.765.308	5.433.051	7.198.359
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras	11.260	-	277.484	1.945.423	288.744	1.945.423	2.234.166
Sub-Total	11.260	-	277.484	1.945.423	288.744	1.945.423	2.234.166
Debêntures							
CPFL Energia	39.827	-	150.000	1.287.543	189.827	1.287.543	1.477.370
CPFL Paulista	37.138	-	-	1.644.429	37.138	1.644.429	1.681.566
CPFL Piratininga	21.737	-	-	762.959	21.737	762.959	784.696
RGE	19.391	-	126.667	737.710	146.058	737.710	883.768
CPFL Santa Cruz	1.944	-	-	64.787	1.944	64.787	66.731
CPFL Brasil	7.231	-	-	227.442	7.231	227.442	234.673
CPFL Geração	71.890	-	-	2.488.893	71.890	2.488.893	2.560.783
CPFL Renováveis	17.497	28.736	34.440	1.068.721	51.937	1.097.457	1.149.395
Sub-Total	216.655	28.736	311.107	8.282.484	527.762	8.311.220	8.838.982
Dívida Financeira	350.395	60.729	2.231.420	15.628.965	2.581.815	15.689.693	18.271.509
Hedge	-	-	-	-	(422)	(349.749)	(350.171)
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	2.581.393	15.339.945	17.921.338
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	14,4%	85,6%	100%

Do total do endividamento de R\$ 17.921 milhões no 3T13, R\$ 15.340 milhões (85,6%) são considerados de longo prazo e R\$ 2.581 milhões (14,4%) são considerados de curto prazo. No 3T12, do total de R\$ 14.940 milhões, R\$ 12.824 milhões (85,8%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.116 milhões (14,2%) eram considerados de curto prazo.

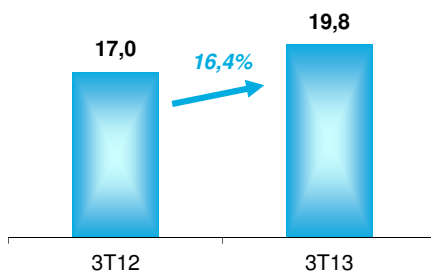
A posição de caixa ao final do 3T13 possui índice de cobertura de 2,4x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até meados de 2015.

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

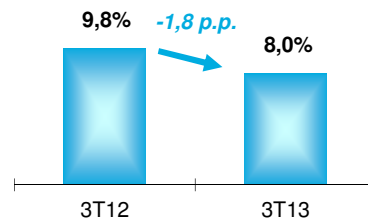
**Dívida Total - IFRS
(R\$ Bilhões)**



**Dívida Total - Pro forma
(R\$ Bilhões) (*)**



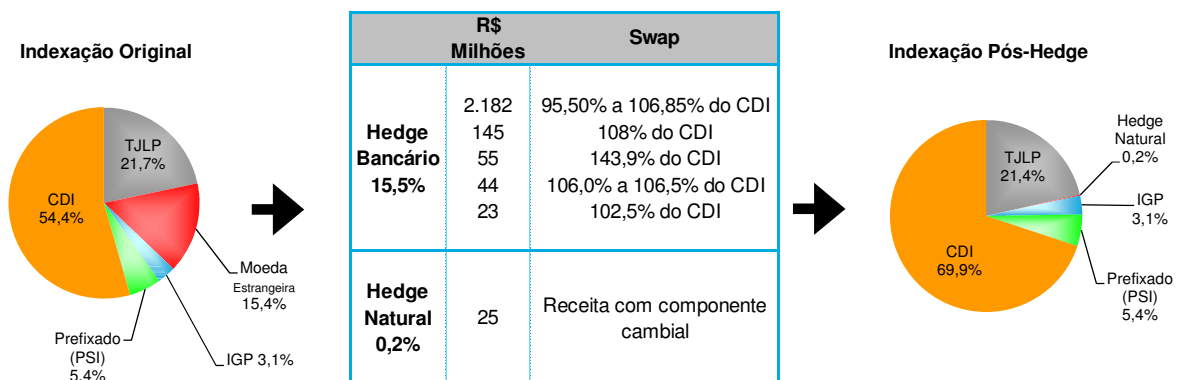
**Custo Nominal da Dívida
Pro forma (a.a.) (*)**

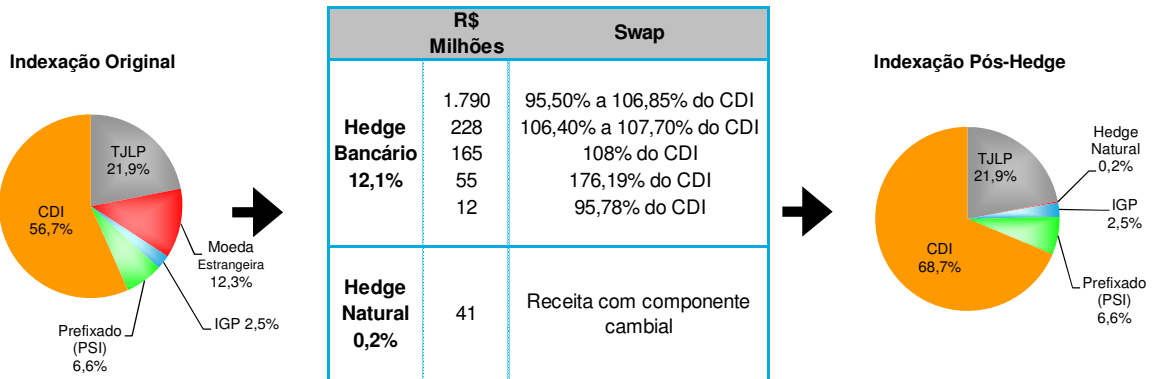


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 18.297 milhões no 3T13, aumento de 19,9%. O seu custo médio nominal passou de 9,8% a.a., no 3T12, para 8,0% a.a., no 3T13, em função da redução do CDI (de 9,5% para 7,4%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

Perfil da Dívida – IFRS – 3T12



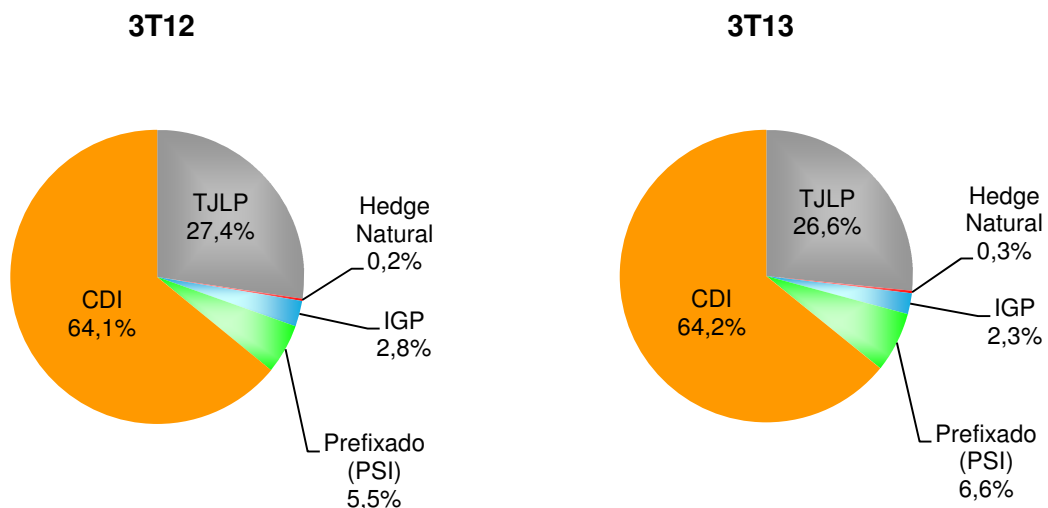
Perfil da Dívida – IFRS – 3T13


Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 21,4%, no 3T12, para 21,9%, no 3T13) e prefixadas-PSI (de 5,4%, no 3T12, para 6,6%, no 3T13), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 69,9%, no 3T12, para 68,7%, no 3T13) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 3,1%, no 3T12, para 2,5%, no 3T13).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 12,3%, 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 0,2% (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 – Proforma (*) – Indexação Pós-Hedge –3T12 vs. 3T13


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

6.3) Dívida Líquida e Alavancagem

IFRS - R\$ Mil	3T13	3T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.921.338)	(14.939.711)	20,0%
(+) Disponibilidades	5.405.508	2.605.876	107,4%
(=) Dívida Líquida	(12.515.830)	(12.333.835)	1,5%

Pro forma (*) - R\$ Mil	3T13	3T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.453.988)	(16.631.343)	17,0%
(+) Disponibilidades	5.471.956	2.664.101	105,4%
(=) Dívida Líquida	(13.982.033)	(13.967.242)	0,1%

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

No 3T13, a dívida líquida atingiu R\$ 12.516 milhões, um aumento de 1,5% ou R\$ 182 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 3T12 no montante de R\$ 12.334 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 2.982 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 6.1;
- Aumento de R\$ 2.800 milhões no saldo de caixa, de R\$ 2.606 milhões no 3T12 para R\$ 5.406 milhões no 3T13, explicado principalmente por:
 - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 2.222 milhões;
 - (ii) Pagamento de aquisições (Ester): -R\$ 55 milhões;
 - (iii) Investimentos realizados no período: -R\$ 1.894 milhões;
 - (iv) Captações líquidas no período: +R\$ 2.682 milhões;
 - (v) Pagamento de dividendos: -R\$ 468 milhões;
 - (vi) Oferta Pública de Ações de Controlada: +R\$ 330 milhões;
 - (vii) Demais movimentações: -R\$ 17 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 dos projetos. 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 Ester. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.219 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.466 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 3T13 alcançou 3,53x (valor ainda sob revisão pelos auditores independentes na data deste relatório).

7) INVESTIMENTOS

No 3T13, foram realizados investimentos de R\$ 331 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 183 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 143 milhões à geração renovável e R\$ 5 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.361 milhões de investimentos no 9M13, dos quais R\$ 626 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 714 milhões à geração (R\$ 707 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 7 milhões de geração convencional) e R\$ 21 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T13 podemos destacar 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 à UTE Coopcana e Parque Eólico Campo dos Ventos II, empreendimentos que entraram em operação no 3T13, UTE Alvorada, empreendimento que entrou em operação em 11 de novembro de 2013, e Complexos Eólicos Macacos I, Atlântica, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos ainda em construção.

8) DIVIDENDOS

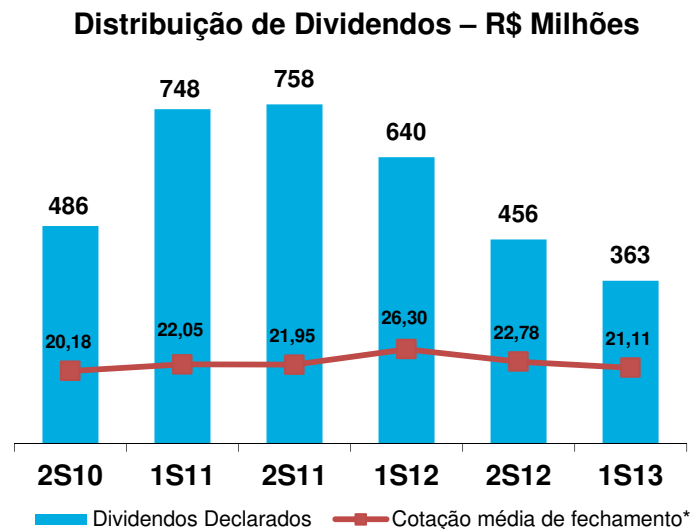
Em 01 de outubro de 2013, foi efetuado o pagamento dos dividendos intermediários, referentes ao 1S13, aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA). O valor total declarado foi de R\$ 363 milhões, equivalentes a R\$ 0,377282126 por ação.

Em 08 de outubro de 2013, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 1S13 aos detentores de ADRs, negociados na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 0,3301 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S11	2S11	1S12	2S12	1S13
Dividend Yield - últimos 12 meses ⁽¹⁾	6,0%	7,1%	6,1%	4,6%	3,9%

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

O *dividend yield* referente ao 1S13, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 21,11 por ação) é de 1,8% (3,9% nos últimos 12 meses).



Nota: (*) Considera cotação ajustada pelo grupamento/desdobramento em 29 de junho de 2011. Sem proventos.

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%.

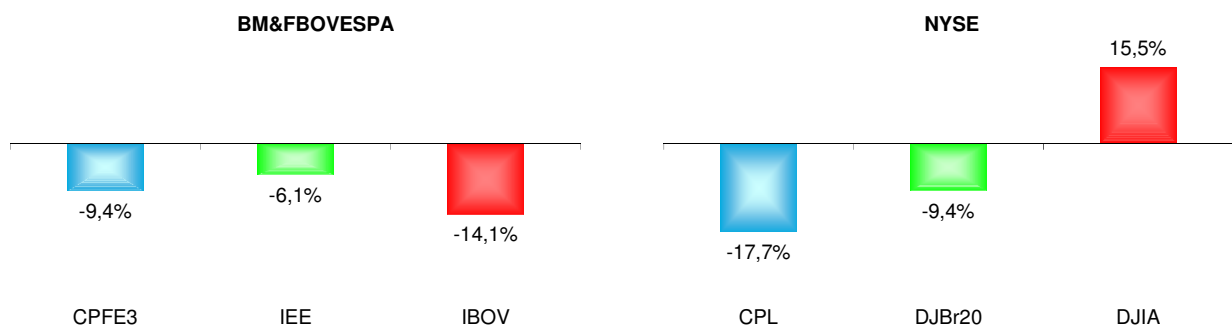
9) MERCADO DE CAPITAIS

9.1) Desempenho das Ações

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

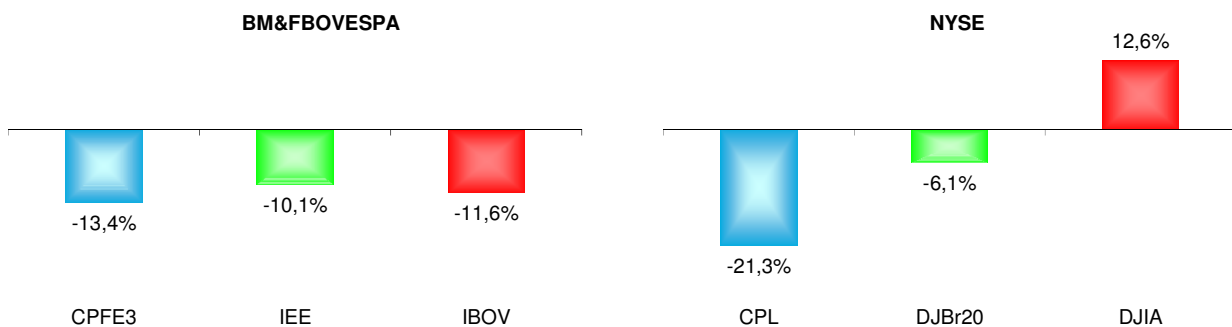
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 19,39 por ação e US\$ 17,25 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/09/2013).

Desempenho das Ações – 9M13 (com proventos)



No 9M13, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 9,4% na BM&FBOVESPA e de 17,7% na NYSE.

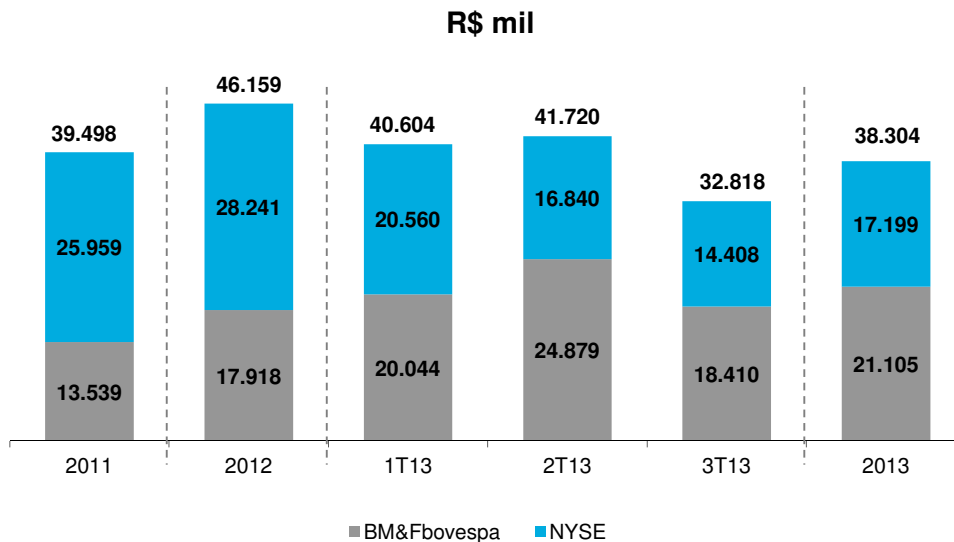
Desempenho das Ações - Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 13,4% na BM&FBOVESPA e de 21,3% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 9M13 foi de R\$ 38,3 milhões, sendo R\$ 21,1 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 17,2 milhões na NYSE, representando uma redução de 17,0% em relação a 2012. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 35,7%, passando de uma média diária de 3.081 negócios, em 2012, para 4.183 negócios, no 9M13.



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

9.3) Ratings

Em julho de 2013, a Standard&Poor's emitiu 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		2010	2011	2012	3T13
Standard & Poor's	<i>Rating</i>	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	<i>Rating</i>	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao 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.

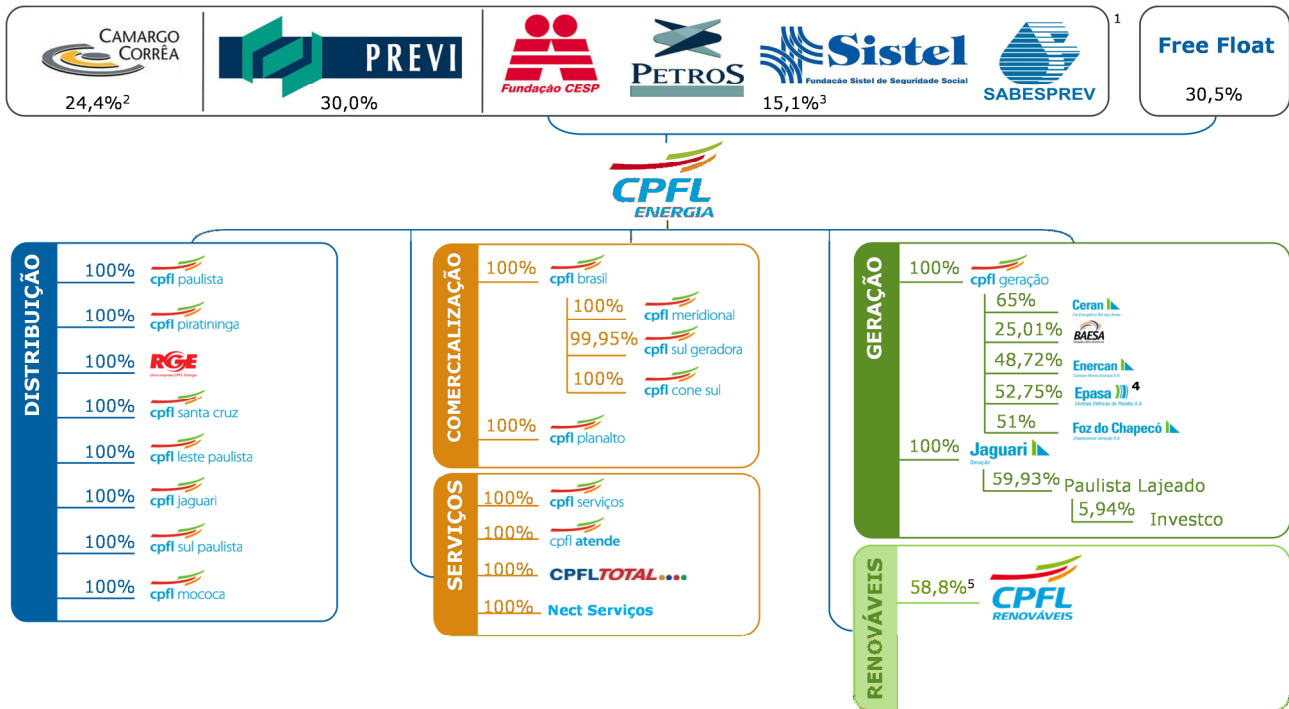
A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são 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– 30/09/2013

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) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (5) CPFL Energia detém 58,8% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) ⁽¹⁾	3.679.546	4.251.575	-13,5%	11.206.692	12.554.757	-10,7%
Receita Operacional Bruta Gerencial ⁽¹⁾	3.835.741	4.164.160	-7,9%	11.389.051	12.220.065	-6,8%
Receita Operacional Líquida (IFRS) ⁽¹⁾	2.641.301	2.782.230	-5,1%	7.900.538	8.029.811	-1,6%
Receita Operacional Líquida Gerencial ⁽¹⁾	2.800.723	2.702.162	3,6%	8.107.604	7.747.013	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(1.662.628)	(1.884.604)	-11,8%	(4.938.438)	(5.385.058)	-8,3%
Custos e Despesas Operacionais	(633.741)	(893.265)	-29,1%	(2.391.925)	(2.336.196)	2,4%
Resultado do Serviço	577.221	394.861	46,2%	1.320.291	1.290.108	2,3%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	683.784	503.872	35,7%	1.645.832	1.594.361	3,2%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	501.621	643.117	-22,0%	1.697.972	1.822.708	-6,8%
Resultado Financeiro	(93.091)	19.863		(390.932)	(73.979)	428,4%
Lucro Antes da Tributação	484.130	414.724	16,7%	929.359	1.216.128	-23,6%
Lucro Líquido (IFRS)	312.570	269.529	16,0%	609.703	809.094	-24,6%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	198.532	373.130	-46,8%	761.803	942.902	-19,2%

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;
- (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 13.9.

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 seria de R\$ 3.680 milhões, uma redução de 13,5% (R\$ 572 milhões).

A redução da receita operacional bruta se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -19,0%, no período entre 3T12 e 3T13, no valor de R\$ 637 milhões em virtude das revisões e reajustes tarifários e dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária extraordinária ("RTE") de 2013, aplicado aos consumos a partir do dia 24 de janeiro de 2013. Nesta revisão extraordinária foram incorporadas as cotas de energia elétrica das usinas geradoras que renovaram os seus contratos de concessão. O total de energia oriundo destas usinas foi dividido em cotas para as distribuidoras. Também foram computados os efeitos das extinções da RGR e CCC, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão;
- Redução de R\$ 130 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;
- Redução de R\$ 85 milhões em Suprimento de Energia Elétrica, decorrente, principalmente, das reduções no volume de energia elétrica comercializadas no curto prazo;
- Outros (R\$ 5 milhões);
Parcialmente compensado por:
 - Aporte de CDE, no montante de R\$ 146 milhões;
 - Aumento de 3,0% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 115 milhões (mercado + mix);
 - Aumento de 54,0% (R\$ 24 milhões) em Outras Receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.038 milhões, representando uma

redução de 29,3% (R\$ 431 milhões), devido aos seguintes reduções:

- (i) de 100,0% na CCC (R\$ 130 milhões);
- (ii) de 73,4% na CDE (R\$ 107 milhões);
- (iii) de 11,9% na PIS e Cofins (R\$ 43 milhões);
- (iv) de 16,9% no ICMS (R\$ 128 milhões);
- (v) de 23,3% (R\$ 8 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética; e
- (vi) de 100,0% na RGR (R\$ 21 milhões).

Essas reduções foram parcialmente compensadas:

- (vii) pelo aumento de 28,5% no Proinfa (R\$ 6 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 2.641 milhões no 3T13, representando uma redução de 5,1% (R\$ 141 milhões).

Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.663 milhões no 3T13, representando uma redução de 11,8% (R\$ 222 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 3T13 foi de R\$ 1.496 milhões, o que representa uma redução de 1,4% (R\$ 21 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aporte de CDE (reduzidor de custo), no montante de R\$ 226 milhões, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
- (ii) Redução de 2,0% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 26 milhões), devido ao aumento de 5,9% no preço médio de compra parcialmente compensado pela redução de 7,4% (631 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de R\$ 173 milhões no custo com a compra de energia de curto prazo, devido aos aumentos de 650,3% na quantidade de energia comprada (500 GWh) e de 622,4% no preço médio de compra;
 - (iv) Aumento de 17,4% no custo de energia de Itaipu (R\$ 52 milhões), decorrente principalmente do aumento de 17,8% no preço médio de compra;
 - (v) Aumento de 7,5% no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 26,4% (54 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 15,0% no preço médio de compra;
 - (vi) Redução de 1,3% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia (R\$ 2 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 166 milhões no 3T13, redução de 54,7% (R\$ 201 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aporte de CDE (reduzidor de custo), no montante de R\$ 132 milhões, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
 - (ii) Redução de 51,4% nos encargos da rede básica (R\$ 143 milhões), devido principalmente as reduções de 51,9% na CPFL Paulista (R\$ 72 milhões), de 51,2% na CPFL Piratininga (R\$ 35 milhões) e de 47,8% na RGE (R\$ 25 milhões), em virtude dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da

qual, houve redução dos custos de transmissão;

- (iii) Redução de 64,7% nos encargos de Itaipu (R\$ 16 milhões);
- (iv) Redução de 45,2% nos encargos de conexão (R\$ 9 milhões);
- (v) Redução de 40,0% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 3 milhões);
- (vi) Redução de R\$ 45 milhões nos encargos de energia de reserva, passando de um custo de R\$ 42 milhões no 3T12 para uma receita de R\$ 3 milhões no 3T13;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aumento de 375,8% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 126 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$ 70 milhões na CPFL Paulista, R\$ 25 milhões na CPFL Piratininga e de R\$ 20 milhões na RGE;
- (viii) Redução de 54,7% nos créditos de Pis e Cofins (reductor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 21 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 634 milhões no 3T13, registrando uma redução de 29,1% (R\$ 260 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 40,5% (R\$ 158 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\$ 232 milhões no 3T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 2,2% (R\$ 2 milhões);
- PMSO, item que atingiu R\$ 285 milhões no 3T13, comparado a R\$ 385 milhões no 3T12, registrando uma redução de 26,0% (R\$ 100 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T12):
 - (i) Receita **não-recorrente** relacionada à alienação de ativos (imóveis e veículos) no 3T13 (R\$ 47,3 milhões);
 - (ii) Despesa **não-recorrente no 3T12** devido à mudança de estimativa para provisão para créditos de liquidação duvidosa nas 8 distribuidoras (variação positiva de R\$ 53,7 milhões);
 - (iii) Aumento **não-recorrente do 3T12** nas outras despesas operacionais relacionado à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 16,5 milhões);

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T13 seria de R\$ 332 milhões, comparado a R\$ 316 milhões no 3T12, um **aumento de 5,2% (R\$ 16 milhões)**.

Seguem os principais fatores que explicam a variação do PMSO, após os expurgos dos efeitos mencionados:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 3,2% (R\$ 4 milhões);
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 44,4% (R\$ 29 milhões), principalmente em função de baixa de ativos (R\$ 16 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Gastos com material, que registraram redução de 20,2% (R\$ 4 milhões), principalmente em função da redução em manutenção de linhas e redes na CPFL Paulista (R\$ 3 milhões);

- (iv) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 11,9% (R\$ 13 milhões):
- ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 8 milhões), principalmente pela redução nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, e *call center*;
 - ✓ Na CPFL Piratininga (R\$ 2 milhões), principalmente pela redução nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, manutenção de hardware/software e *call center*;
 - ✓ Na RGE (R\$ 1 milhão), principalmente pela redução nas despesas com serviços de operador logístico, manutenção de linhas, redes e subestações e *call center*.

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 pagar de R\$ 135 milhões no 3T13, principalmente em função do aporte de CDE de R\$ 167 milhões na CPFL Piratininga referente a períodos anteriores, e um líquido a receber de R\$ 85 milhões no 3T12 (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 3T13 totalizou R\$ 684 milhões, registrando um aumento de 35,7% (R\$ 180 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** seria de R\$ 502 milhões no 3T13, comparado a R\$ 643 milhões no 3T12, uma redução de 22,0% (R\$ 141 milhões). Este impacto reflete a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária em todas as nossas distribuidoras.

Resultado Financeiro

No 3T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 93 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 20 milhões no 3T12 (R\$ 113 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receitas Financeiras: redução de 39,2% (R\$ 71 milhões), passando de R\$ 182 milhões no 3T12 para R\$ 111 milhões no 3T13 devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Redução da Receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 69 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
 - ✓ Redução de acréscimos e multas moratórias (R\$ 6 milhões);
 - ✓ Redução de atualização de depósitos judiciais (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 10 milhões);
 - ✓ Redução em outras receitas financeiras (R\$ 9 milhões), devido principalmente à receita financeira adicional **não-recorrente do 3T12** decorrente de decisão favorável à CPFL Piratininga em processo de majoração tarifária (R\$ 7,0 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 24 milhões) em virtude de maior saldo de disponibilidades.
- (ii) Despesas Financeiras: aumento de R\$ 42 milhões, passando de R\$ 162 milhões no 3T12 para R\$ 204 milhões no 3T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aumento da Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 17 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
 - ✓ Aumento nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 39 milhões);
 - ✓ Outros (R\$ 7 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Despesa financeira **não-recorrente do 3T12** na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 20,1 milhões);
- ✓ Despesa financeira **não-recorrente do 3T12** relacionada à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa) (R\$ 1,0 milhão).

Lucro Líquido

No 3T13, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 313 milhões, registrando um aumento de 16,0% (R\$ 43 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** seria de R\$ 199 milhões no 3T13, comparado a R\$ 373 milhões no 3T12, uma redução de 46,8% (R\$ 175 milhões). Este impacto reflete a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária em todas as nossas distribuidoras.

12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias		
Distribuidora	Periodicidade	Data da Revisão
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2011 ⁽¹⁾
CPFL Santa Cruz	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Leste Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Jaguari	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Sul Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Mococa	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2013
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2013

Notas:

- (1) Data prorrogada pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011;
- (2) Datas prorrogadas pela Aneel, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012.

CPFL Piratininga

Em 18 de outubro de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, a Aneel prorrogou a vigência das tarifas da CPFL Piratininga até a conclusão da Audiência Pública AP040, para definição da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Em 2 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.364, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -5,43%, sendo -4,45% relativos ao Reposicionamento Tarifário e -0,98% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,78% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012, juntamente com o novo reajuste tarifário, conforme mencionado no item “12.1.3”.

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

Em 20 de dezembro de 2011, devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, e por meio da Resolução Normativa nº 471, a Aneel facultou a prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária, e estabeleceu que os efeitos resultantes da revisão tarifária fossem aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário (fevereiro de 2013 para essas distribuidoras), incluindo seus efeitos retroativos. No caso das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, as Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012, concederam a prorrogação das tarifas então vigentes.

No dia 11 de dezembro de 2012, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica dessas distribuidoras, conforme tabela abaixo:

Revisão Tarifária Periódica (RTP)	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
	REH 1393/2012	REH 1394/2012	REH 1392/2012	REH 1391/2012	REH 1390/2012
Reposicionamento Tarifário	-7,15%	-2,20%	7,20%	4,36%	-4,41%
Componentes financeiros	0,05%	2,28%	1,80%	3,74%	0,69%
Efeito médio	-7,10%	0,08%	9,00%	8,10%	-3,72%
Percepção do consumidor	-7,33%	-1,25%	6,34%	-4,66%	-5,02%

CPFL Paulista

Em 4 de abril de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.504, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 5,48%, sendo 4,53% relativos ao Reajuste Tarifário e 0,95% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 6,18% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2013.

RGE

Em 18 de junho de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.535, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em -10,32%, sendo -10,66% relativos ao Reajuste Tarifário e 0,34% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de -10,64% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2013.

12.1.3) Reajuste Tarifário

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 Piratininga

Em 22 de outubro de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.638, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 7,42%, sendo 9,69% relativos ao Reajuste Tarifário e -2,27% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 6,91% a ser percebido pelos consumidores. O cálculo levou em consideração a alteração do Reajuste Tarifário referente a 2012, que passou de 8,79% para 8,08%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2013.

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

Em 29 de janeiro de 2013, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2013 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	1.474	1.484	1.475	1.479	1.476
IRT Econômico	-1,83%	6,98%	10,76%	7,96%	12,15%
Componentes Financeiros	8,83%	-4,71%	-8,06%	-1,47%	-2,82%
IRT Total	7,00%	2,27%	2,71%	6,48%	9,32%
Efeito Médio	5,10%	2,21%	2,68%	3,36%	-0,94%

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 2013.

12.1.4) Revisão tarifária extraordinária

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, todas as concessionárias passaram a adotar novas tarifas de energia elétrica a partir do dia 24 de janeiro de 2013, a fim de contemplar os efeitos promovidos pela renovação das concessões de geração e transmissão e pela redução de encargos setoriais sobre o preço de energia.

As revisões tarifárias extraordinárias são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
IRT Econômico	-12,0%	-15,3%	-7,6%	-18,4%	-25,4%	-17,2%	-6,8%	-11,3%
Componentes Financeiros	0,7%	-0,5%	1,8%	0,0%	0,1%	2,3%	3,7%	1,1%
IRT Total	-11,4%	-15,8%	-5,8%	-18,4%	-25,4%	-14,9%	-3,1%	-10,2%
Efeito médio	-22,8%	-20,4%	-24,4%	-23,8%	-25,3%	-26,4%	-23,7%	-26,7%

12.1.5) 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 3T12 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Indicador								
DEC	7,29	5,17	14,01	6,53	9,47	5,28	9,56	4,87
FEC	5,44	4,19	8,52	6,42	6,58	4,62	6,60	4,27

Indicadores DEC e FEC 3T13 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Indicador								
DEC	7,24	7,20	16,37	6,55	7,61	5,62	10,46	5,73
FEC	4,97	4,39	9,42	6,47	5,85	5,22	8,66	6,10

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	514.794	626.537	-17,8%	1.759.909	1.620.912	8,6%
Receita Operacional Líquida	452.952	554.426	-18,3%	1.555.701	1.430.606	8,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	15.374	77.043	-80,0%	32.123	214.779	-85,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	10.706	39.744	-73,1%	24.024	95.184	-74,8%

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 515 milhões, representando uma redução de 17,8% (R\$ 112 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 453 milhões, representando uma redução de 18,3% (R\$ 101 milhões).

EBITDA

No 3T13, o EBITDA foi de R\$ 15 milhões, redução de R\$ 62 milhões.

Lucro Líquido

No 3T13, o lucro líquido foi de R\$ 11 milhões, redução de R\$ 29 milhões.

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	457.249	380.519	20,2%	1.404.483	1.154.841	21,6%
Receita Operacional Líquida	425.654	356.007	19,6%	1.305.257	1.081.624	20,7%
Custo com Energia Elétrica	(40.586)	(26.052)	55,8%	(222.225)	(81.600)	172,3%
Custos e Despesas Operacionais	(134.834)	(101.683)	32,6%	(438.705)	(313.742)	39,8%
Resultado do Serviço	250.234	228.272	9,6%	644.327	686.281	-6,1%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)⁽¹⁾	314.339	294.565	6,7%	834.010	901.705	-7,5%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	322.371	293.647	9,8%	925.977	613.144	51,0%
Resultado Financeiro	(121.252)	(98.088)	23,6%	(330.431)	(302.412)	9,3%
Lucro antes da Tributação	128.982	130.184	-0,9%	313.896	383.869	-18,2%
Lucro Líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	85.091	87.083	-2,3%	216.683	260.064	-16,7%
Lucro Líquido Gerencial⁽³⁾	95.822	87.083	10,0%	277.355	359.036	-22,8%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes.

Receita Operacional

No 3T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 457 milhões, representando um aumento de

20,2% (R\$ 77 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 426 milhões, representando um aumento de 19,6% (R\$ 70 milhões).

Seguem os principais fatores que explicam a variação na receita operacional líquida:

- (i) Incremento de receita da Epasa no montante de R\$ 33 milhões, devido aos seguintes fatores:
 - ✓ Despacho térmico determinado pelo ONS (R\$ 29 milhões);
 - ✓ Liquidação financeira a PLD referente à venda para lastro (R\$ 4 milhões).
- (ii) Incremento de receita advindo da CPFL Geração, no montante de R\$ 14 milhões, decorrente de reajuste no preço dos contratos;
- (iii) Reajuste de preço dos contratos e maior liquidação de energia secundária em relação ao 3T12 no valor de R\$ 30 milhões em Ceran, Foz do Chapecó e Jaguari Geração;

Custo com Energia Elétrica

No 3T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 41 milhões, representando um aumento de 55,8% (R\$ 15 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 22 milhões em 3T13 no custo da energia comprada para revenda referente à geração a menor dentro do MRE (GSF);
Parcialmente compensado por:
- (ii) Estorno **não-recorrente** na provisão do encargo ESS – Segurança Energética, no valor de R\$ 8 milhões, referente ao rateio entre todos os agentes de mercado da energia comprada durante o acionamento de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE - Resolução CNPE 03/2013;

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 135 milhões no 3T13, comparados a R\$ 102 milhões no 3T12, um aumento de 32,6% (R\$ 33 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 71 milhões, registrando um aumento de R\$ 34 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T12):
 - ✓ Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa, devido ao despacho das térmicas (R\$ 28 milhões);
 - ✓ Na CPFL Geração (R\$ 4,4 milhões) principalmente pelo aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia gerada pelas usinas;

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T13 seria de R\$ 39 milhões, comparado a R\$ 36 milhões no 3T12, um aumento de 8,3 % (R\$ 3 milhões).

- (ii) Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 64 milhões, registrando uma redução de 3,3% (R\$ 2 milhões), em relação ao 3T12 (R\$ 66 milhões).

EBITDA

No 3T13, o **EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)** foi de R\$ 314 milhões,

comparado a R\$ 295 milhões no 3T12, um aumento de 6,7% (R\$ 20 milhões). O **EBITDA Gerencial** no 3T13 registrou R\$ 322 milhões, comparado a R\$ 294 milhões no 3T12, um aumento de 9,8% (R\$ 29 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 121 milhões, representando um aumento de 23,6% (R\$ 23 milhões) em relação ao 3T12. Dessa variação, as Despesas Financeiras passaram de R\$ 108 milhões no 3T12 para R\$ 136 milhões no 3T13 (aumento de R\$ 27 milhões), enquanto as Receitas Financeiras passaram de R\$ 10 milhões no 3T12 para R\$ 14 milhões no 3T13 (aumento de R\$ 4 milhões).

Lucro Líquido

No 3T13, o **lucro líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)** foi de R\$ 85 milhões, comparado a R\$ 87 milhões no 3T12, uma redução de 2,3% (R\$ 2 milhões). O **Lucro Líquido Gerencial** no 3T13 registrou R\$ 96 milhões, comparado a R\$ 87 milhões no 3T12, um aumento de 10,0% (R\$ 9 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	286.517	259.448	10,4%	730.261	564.098	29,5%
Receita Operacional Líquida	268.801	242.940	10,6%	684.494	528.743	29,5%
Custo com Energia Elétrica	(75.549)	(26.261)	187,7%	(164.053)	(73.803)	122,3%
Custos e Despesas Operacionais	(134.490)	(142.521)	-5,6%	(394.987)	(316.914)	24,6%
Resultado do Serviço	58.761	74.159	-20,8%	125.453	138.025	-9,1%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	148.537	167.458	-11,3%	387.533	338.855	14,4%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	194.837	167.458	16,3%	445.879	338.855	31,6%
Resultado Financeiro	(68.932)	(68.530)	0,6%	(197.938)	(127.982)	54,7%
Lucro antes da Tributação	(10.171)	5.628		(72.485)	10.043	
Lucro Líquido (IFRS)	(16.006)	2.914		(82.804)	8.415	
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	30.659	2.914	952,2%	(24.093)	8.415	

Nota:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização
 (2) IFRS – Não-Recorrentes

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 3T13, 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) Aquisição da usina movida à biomassa Ester (40 MW) em outubro de 2012;
- (ii) Inauguração da Usina Solar Tanquinho (1,1 MW) em novembro de 2012;

- (iii) Início das operações da PCH Salto Góes (20MW) em dezembro de 2012;
- (iv) Início das operações da usina à biomassa Coopcana (50MW) em agosto de 2013;
- (v) Início das operações dos parques eólicos Campo dos Ventos II (30MW) em setembro de 2013;
- (vi) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Atlântica (120 MW) a partir de setembro de 2013.

Receita Operacional

No 3T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 287 milhões, representando um aumento de 10,4% (R\$ 27 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 268 milhões, representando um aumento de 10,6% (R\$ 26 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 3T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 76 milhões, representando um aumento de 187,7% (R\$ 49 milhões) referente a compra de energia para as usinas de biomassa Alvorada e Coopcana e para o Complexo Atlântica da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 52 milhões) – **Não-recorrente**.

Além de um efeito positivo não recorrente de R\$ 5 milhões na CPFL Renováveis referente à reversão de provisão de encargos de serviços do sistema (ESS) destinados exclusivamente ao ressarcimento dos agentes de geração termelétrica. O provisionamento foi realizado em função da Resolução CNPE 03, de 06/03/2013, que estipulou que a partir de 01/04/2013 o custo do despacho das térmicas fora da ordem de mérito seria rateado entre os agentes do mercado, incluindo os geradores, a cobrança seria realizada através do ESS. O assunto está sendo discutido judicialmente e a perspectiva de perda é remota.

Custos e Despesas Operacionais

No 3T13, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 134 milhões, representando uma redução de R\$ 8 milhões, como segue:

- (i) PMSO menor, no valor de R\$ 5 milhões;
- (ii) Depreciação e Amortização menor, no valor de R\$ 4 milhões, uma redução de 3,8% em decorrência da adequação das taxas utilizadas uma vez que em 2012 algumas controladas utilizavam-se das taxas fiscais ou taxas ANEEL e em 2013 estão utilizando a taxa de acordo com o prazo de autorização/concessão, compensado parcialmente pelo efeito das empresas que entraram em operação;

EBITDA

No 3T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 149 milhões, redução de 11,3% (R\$ 19 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** seria de R\$ 195 milhões no 3T13, comparado a R\$ 167 milhões no 3T12, um aumento de R\$ 27 milhões.

Resultado Financeiro

No 3T13, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 69 milhões, ficando em linha com os R\$ 69

milhões de resultado financeiro no 3T12, devido principalmente à despesa financeira adicional (R\$ 1 milhão) e à redução na receita financeira (R\$ 1 milhão).

Lucro Líquido

No 3T13, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 16 milhões, comparado a um **lucro líquido** de R\$ 3 milhões no 3T12.

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** seria de R\$ 31 milhões no 3T13, comparado a R\$ 3 milhões no 3T12, um aumento de R\$ 28 milhões.

12.4.2) Status dos Projetos de Geração

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totalizava 1.283 MW de capacidade instalada em operação e 452 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 16 parques eólicos (586 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 17 parques eólicos (452 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.818 MW, perfazendo um portfólio total de 5.553 MW.

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

CPFL Renováveis - portfólio					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	586	370	1	1.283
Em construção	-	452	-	-	452
Em desenvolvimento	626	3.192	-	-	3.818
TOTAL	953	4.230	370	1	5.553

UTE Coopcana – Em Operação

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí-PR, entrou em operação comercial em 28 de agosto de 2013. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

Parque Eólico Campo dos Ventos II – Em Operação

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, entrou em operação comercial em 27 de setembro de 2013. A potência instalada é de 30 MW e a garantia física é de 15 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 142,50/MWh –dezembro de 2012).

UTE Alvorada – Em Operação

A UTE Alvorada, localizada em Araporã-MG, entrou em operação comercial em 11 de novembro de 2013. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo Atlântica

Os Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V), localizados no Estado do Rio Grande do Sul, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 4T13. A potência instalada é de 120 MW e a garantia física é de 52,7 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 154,80/MWh – dezembro de 2012).

Parques Eólicos Complexo Macacos I

Os Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 4T13. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 152,60/MWh – dezembro de 2012).

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T16. A potência instalada é de 82 MW e a garantia física é de 40,2 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos 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 a sua entrada em operação está prevista para o 2T16. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MWmédios.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2012
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5.405.508	2.435.034	2.605.876
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.973.948	2.205.024	2.024.793
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	31.701	55.033	12.459
Títulos e Valores Mobiliários	24.618	6.100	39.664
Tributos a Compensar	282.832	250.987	259.671
Derivativos	422	870	7.852
Estoques	22.520	36.826	42.611
Arrendamentos	10.509	9.740	6.687
Ativo Financeiro da Concessão	-	34.444	-
Outros Créditos	751.542	510.880	479.443
TOTAL DO CIRCULANTE	8.503.599	5.544.938	5.479.057
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	139.927	161.658	168.912
Coligadas, Controladas e Controladora	86.872	-	-
Depósitos Judiciais	1.068.320	1.125.339	1.198.530
Tributos a Compensar	179.321	206.653	197.785
Derivativos	351.156	486.438	442.144
Créditos Fiscais Diferidos	1.169.907	1.257.787	1.231.388
Arrendamentos	35.979	31.703	35.087
Ativo Financeiro da Concessão	2.641.748	2.342.796	2.157.240
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	313.559	343.814	353.883
Investimentos	1.053.255	1.022.126	1.020.548
Imobilizado	7.646.624	7.104.060	6.908.664
Intangível	8.820.227	9.180.312	9.183.831
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23.623.550	23.379.341	23.014.664
TOTAL DO ATIVO	32.127.149	28.924.279	28.493.721

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2012
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.572.526	1.689.137	1.466.077
Encargos de Dívidas	133.739	138.293	140.698
Encargos de Debêntures	216.656	94.825	168.634
Empréstimos e Financiamentos	1.920.313	1.419.034	1.291.560
Debêntures	311.107	310.149	522.738
Entidade de Previdência Privada	53.804	51.675	46.187
Taxas Regulamentares	33.329	110.776	119.708
Impostos, Taxas e Contribuições	316.795	430.472	448.202
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	382.121	26.542	22.625
Obrigações Estimadas com Pessoal	99.900	71.725	95.234
Derivativos	-	109	-
Uso do Bem Público	3.612	3.443	3.384
Outras Contas a Pagar	702.648	623.267	588.848
TOTAL DO CIRCULANTE	5.746.552	4.969.447	4.913.893
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	-	4.467	5.818
Encargos de Dívidas	31.993	62.271	56.566
Encargos de Debêntures	28.736	-	-
Empréstimos e Financiamentos	7.346.481	7.658.196	7.073.288
Debêntures	8.282.484	5.790.263	6.136.225
Entidade de Previdência Privada	321.474	831.184	275.293
Débitos Fiscais Diferidos	1.128.575	1.155.733	1.232.440
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	498.888	349.094	320.501
Derivativos	1.407	336	-
Uso do Bem Público	77.677	76.371	75.907
Outras Contas a Pagar	143.714	135.788	126.582
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	17.861.429	16.063.703	15.302.620
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	288.412	228.322	226.951
Reserva Legal	556.481	556.481	495.185
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	-	326.899	-
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	248.440	-	-
Dividendo	-	455.906	-
Resultado Abrangente Acumulado	504.268	19.695	947.201
Lucros Acumulados	372.449	-	304.731
	6.763.473	6.380.728	6.767.492
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.755.694	1.510.401	1.509.714
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.519.168	7.891.129	8.277.207
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	32.127.149	28.924.279	28.493.721

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	3T13	3T12	Varição	9M13	9M12	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.411.351	3.941.388	-13,45%	10.405.400	11.734.693	-11,33%
Suprimento de Energia Elétrica	577.403	587.116	-1,65%	1.870.595	1.425.995	31,18%
Receita com construção de infraestrutura	235.266	390.499	-39,75%	753.092	981.550	-23,28%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	493.680	443.835	11,23%	1.431.894	1.285.242	11,41%
	4.717.699	5.362.839	-12,03%	14.460.982	15.427.479	-6,26%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.115.584)	(1.537.442)	-27,44%	(3.545.098)	(4.706.732)	-24,68%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.602.115	3.825.397	-5,84%	10.915.884	10.720.747	1,82%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.774.160)	(1.668.331)	6,34%	(5.508.908)	(4.793.430)	14,93%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(174.440)	(380.756)	-54,19%	(493.456)	(1.049.929)	-53,00%
	(1.948.600)	(2.049.087)	-4,90%	(6.002.363)	(5.843.360)	2,72%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(185.638)	(167.335)	10,94%	(548.591)	(493.713)	11,12%
Material	(24.718)	(24.829)	-0,44%	(79.278)	(66.722)	18,82%
Serviços de Terceiros	(113.840)	(130.441)	-12,73%	(358.532)	(393.958)	-8,99%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(61.125)	(153.995)	-60,31%	(563.106)	(301.299)	86,89%
Custos com construção de infraestrutura	(235.266)	(390.499)	-39,75%	(753.092)	(981.550)	-23,28%
Entidade de Previdência Privada	(10.302)	(8.336)	23,59%	(51.363)	(25.002)	105,43%
Depreciação e Amortização	(189.727)	(196.509)	-3,45%	(566.145)	(503.399)	12,46%
Amortização do Intangível da Concessão	(73.525)	(75.039)	-2,02%	(222.946)	(209.118)	6,61%
	(894.143)	(1.146.982)	-22,04%	(3.143.053)	(2.974.761)	5,66%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.064.636	937.472	13,56%	2.635.224	2.709.426	-2,74%
RESULTADO DO SERVIÇO	759.371	629.329	20,66%	1.770.468	1.902.627	-6,95%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	182.558	223.747	-18,41%	428.682	521.963	-17,87%
Despesas	(424.219)	(344.161)	23,26%	(1.229.028)	(961.779)	27,79%
	(241.661)	(120.414)	100,69%	(800.345)	(439.816)	81,97%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	42.012	36.596	14,80%	75.665	94.283	-19,75%
Amortização Mais Valia de Ativos	(929)	(324)	186,73%	(929)	(971)	-4,33%
	41.083	36.272	13,26%	74.736	93.312	-19,91%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	558.793	545.186	2,50%	1.044.858	1.556.123	-32,86%
Contribuição Social	(55.656)	(51.377)	8,33%	(113.079)	(145.908)	-22,50%
Imposto de Renda	(148.192)	(137.351)	7,89%	(305.600)	(395.286)	-22,69%
	(203.848)	(188.728)	8,53%	(418.679)	(541.194)	-23,24%
LUCRO LÍQUIDO	354.945	356.458	-0,42%	626.180	1.014.929	-38,30%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	351.813	348.794	0,87%	636.489	990.678	-35,75%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	3.132	7.664	-59,14%	(10.309)	24.252	-59,14%

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 (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) (Pro-forma em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma						
	3T13	3T12	Variação	9M13	9M12	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.411.351	3.941.388	-13,45%	10.405.400	11.734.693	-11,33%
Suprimento de Energia Elétrica	621.399	606.957	2,38%	2.026.087	1.506.638	34,48%
Receita com construção de infraestrutura	235.266	390.499	-39,75%	753.092	981.550	-23,28%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	493.186	443.379	11,23%	1.430.600	1.284.108	11,41%
	4.761.201	5.382.223	-11,54%	14.615.179	15.506.988	-5,75%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.117.770)	(1.537.570)	-27,30%	(3.554.581)	(4.707.897)	-24,50%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.643.431	3.844.654	-5,23%	11.060.598	10.799.091	2,42%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.624.116)	(1.524.471)	6,54%	(5.097.400)	(4.380.972)	16,35%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(184.979)	(395.045)	-53,18%	(537.124)	(1.086.893)	-50,58%
	(1.809.095)	(1.919.516)	-5,75%	(5.634.524)	(5.467.866)	3,05%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(188.440)	(169.647)	11,08%	(557.646)	(500.846)	11,34%
Material	(54.116)	(26.574)	103,64%	(193.683)	(71.543)	170,72%
Serviços de Terceiros	(120.679)	(133.165)	-9,38%	(375.697)	(402.076)	-6,56%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(69.764)	(160.989)	-56,67%	(612.149)	(317.854)	92,59%
Custos com construção de infraestrutura	(235.266)	(390.499)	-39,75%	(753.092)	(981.550)	-23,28%
Entidade de Previdência Privada	(10.302)	(8.334)	23,62%	(51.363)	(25.001)	105,45%
Depreciação e Amortização	(221.085)	(229.441)	-3,64%	(657.408)	(617.753)	6,42%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.454)	(75.363)	-1,21%	(223.875)	(210.089)	6,56%
	(974.106)	(1.194.011)	-18,42%	(3.424.912)	(3.126.711)	9,54%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.155.769	1.035.931	11,57%	2.882.445	3.032.355	-4,94%
RESULTADO DO SERVIÇO	860.230	731.127	17,66%	2.001.162	2.204.514	-9,22%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	184.118	227.037	-18,90%	432.887	532.484	-18,70%
Despesas	(464.296)	(394.315)	17,75%	(1.350.343)	(1.117.483)	20,84%
	(280.179)	(167.278)	67,49%	(917.456)	(584.999)	56,83%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	580.052	563.849	2,87%	1.083.706	1.619.515	-33,08%
Contribuição Social	(61.424)	(56.390)	8,93%	(123.598)	(163.197)	-24,26%
Imposto de Renda	(163.682)	(151.001)	8,40%	(333.928)	(441.388)	-24,35%
LUCRO LÍQUIDO	354.945	356.458	-0,42%	626.180	1.014.929	-38,30%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	351.813	348.794	0,87%	636.486	990.678	-35,75%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	3.132	7.664	-59,14%	(10.309)	24.252	

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".

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T13	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	5.419.584	2.605.876
Lucro Líquido Antes dos Tributos	558.792	1.366.733
Depreciação e Amortização	263.252	1.056.795
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	386.921	1.240.494
Contas a Receber Eletrobrás - Aporte CDE	(169.898)	(271.767)
Fornecedores	(39.504)	100.628
Adiantamento Eletrobrás - Aporte CDE	(147.134)	98.090
Encargos de Dívidas Pagos	(260.808)	(1.015.693)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(100.617)	(622.979)
Outros	(179.391)	270.133
	(247.179)	855.701
Total de Atividades Operacionais	311.613	2.222.434
Atividades de Investimentos		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	-	(55.437)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(330.987)	(1.894.201)
Outros	36.072	(17.159)
Total de Atividades de Investimentos	(294.915)	(1.966.797)
Atividades de Financiamento		
Oferta Pública de Ações de Controlada	329.828	329.828
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.621.440	6.275.693
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.981.904)	(3.593.270)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(138)	(468.256)
Outros	-	-
Total de Atividades de Financiamento	(30.774)	2.543.995
Geração de Caixa	(14.076)	2.799.632
Saldo Final do Caixa - 30/09/2013	5.405.508	5.405.508

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



Geração Convencional						
	3T13	3T12	Var %	9M13	9M12	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	456.595	379.858	20,20%	1.399.963	1.152.572	21,5%
Outras Receitas Operacionais	655	661	-0,91%	4.520	2.268	99,2%
	457.249	380.519	20,16%	1.404.483	1.154.841	21,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(31.596)	(24.511)	28,90%	(99.225)	(73.217)	35,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	425.654	356.007	19,56%	1.305.257	1.081.624	20,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(29.117)	(7.465)	290,1%	(166.335)	(31.894)	421,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.468)	(18.587)	-38,3%	(55.890)	(49.707)	12,4%
	(40.586)	(26.052)	55,8%	(222.225)	(81.600)	172,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(11.175)	(9.499)	17,6%	(31.408)	(28.488)	10,3%
Material	(29.798)	(2.245)	1227,2%	(115.766)	(5.977)	1837,0%
Serviços de Terceiros	(10.083)	(8.599)	17,3%	(28.756)	(22.765)	26,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(19.648)	(15.965)	23,1%	(72.299)	(43.831)	64,9%
Entidade de Previdência Privada	(23)	919		(458)	2.756	
Depreciação e Amortização	(59.896)	(61.701)	-2,9%	(177.058)	(201.647)	-12,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.208)	(4.592)	-8,4%	(12.625)	(13.777)	-8,4%
Provisão para Devedores Duvidosos - PDD	(3)	-	0,0%	(334)	(14)	2317,0%
	(134.834)	(101.683)	32,6%	(438.705)	(313.742)	39,8%
EBITDA	314.339	294.565	6,7%	834.010	901.705	-7,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	250.234	228.272	9,6%	644.327	686.281	-6,1%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	14.403	10.377	38,8%	30.985	33.187	-6,6%
Despesas	(135.655)	(108.465)	25,1%	(361.416)	(335.599)	7,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(121.252)	(98.088)	23,6%	(330.431)	(302.412)	9,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	-	-	-	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	128.982	130.184	-0,9%	313.896	383.869	-18,2%
Contribuição Social	(11.730)	(11.521)	1,8%	(25.952)	(33.349)	-22,2%
Imposto de Renda	(32.161)	(31.580)	1,8%	(71.261)	(90.457)	-21,2%
LUCRO LÍQUIDO	85.091	87.083	-2,3%	216.683	260.064	-16,7%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>75.223</i>	<i>80.487</i>	<i>-6,5%</i>	<i>195.606</i>	<i>238.928</i>	<i>-18,1%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>9.868</i>	<i>6.596</i>	<i>49,6%</i>	<i>21.078</i>	<i>21.136</i>	<i>-0,3%</i>

13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	3T13	3T12	Variação	9M13	9M12	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	286.477	259.409	10,4%	729.375	563.761	29,4%
Outras Receitas Operacionais	40	40	0,8%	886	338	162,6%
	286.517	259.448	10,4%	730.261	564.098	29,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(17.716)	(16.508)	7,3%	(45.767)	(35.355)	29,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	268.801	242.940	10,6%	684.494	528.743	29,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(70.318)	(16.390)	329,0%	(134.122)	(52.967)	153,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.231)	(9.871)	-47,0%	(29.931)	(20.837)	43,6%
	(75.549)	(26.261)	187,7%	(164.053)	(73.803)	122,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(16.664)	(10.526)	58,3%	(50.205)	(26.879)	86,8%
Material	(3.369)	(2.859)	17,8%	(8.359)	(4.047)	106,5%
Serviços de Terceiros	(18.711)	(26.639)	-29,8%	(53.916)	(67.992)	-20,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(5.972)	(9.198)	-35,1%	(20.428)	(17.167)	19,0%
Depreciação e Amortização	(57.806)	(61.687)	-6,3%	(165.659)	(121.993)	35,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(31.969)	(31.612)	1,1%	(96.421)	(78.837)	22,3%
	(134.490)	(142.521)	-5,6%	(394.987)	(316.914)	24,6%
EBITDA	148.537	167.458	-11,3%	387.533	338.855	14,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	58.761	74.159	-20,8%	125.453	138.025	-9,1%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	15.415	14.608	5,5%	34.132	41.446	-17,6%
Despesas	(84.347)	(83.138)	1,5%	(232.070)	(169.428)	37,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	0,0%	-	-	0,0%
	(68.932)	(68.530)	0,6%	(197.938)	(127.982)	54,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(10.171)	5.628		(72.485)	10.043	
Contribuição Social	(3.332)	(1.905)	74,9%	(5.725)	(2.698)	112,2%
Imposto de Renda	(2.503)	(809)	209,2%	(4.594)	1.070	
LUCRO LÍQUIDO	(16.006)	2.914		(82.804)	8.415	
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(15.992)	2.929		(82.756)	8.412	
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(14)	(15)	-7,1%	(48)	3	

13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado (Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	3T13	3T12	Variação	9M13	9M12	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.175.769	3.701.241	-14,20%	9.719.408	11.100.453	-12,44%
Suprimento de Energia Elétrica	38.365	122.006	-68,55%	126.495	248.779	-49,15%
Receita com construção de infraestrutura	232.290	390.499	-40,51%	750.116	981.550	-23,58%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	465.412	428.328	8,66%	1.360.789	1.205.526	12,88%
	3.911.835	4.642.075	-15,73%	11.956.808	13.536.307	-11,67%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.038.245)	(1.469.345)	-29,34%	(3.306.153)	(4.524.946)	-26,93%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.873.591	3.172.729	-9,43%	8.650.655	9.011.361	-4,00%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.496.132)	(1.517.068)	-1,38%	(4.488.201)	(4.365.624)	2,81%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(166.497)	(367.536)	-54,70%	(450.238)	(1.019.433)	-55,83%
	(1.662.628)	(1.884.604)	-11,78%	(4.938.438)	(5.385.058)	-8,29%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(127.358)	(123.381)	3,22%	(383.887)	(374.778)	2,43%
Material	(15.398)	(19.301)	-20,22%	(57.546)	(57.044)	0,88%
Serviços de Terceiros	(94.451)	(109.130)	-13,45%	(305.263)	(332.457)	-8,18%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(47.402)	(132.691)	-64,28%	(518.667)	(258.356)	100,76%
Custos com construção de infraestrutura	(232.290)	(390.499)	-40,51%	(750.116)	(981.550)	-23,58%
Entidade de Previdência Privada	(10.279)	(9.253)	11,10%	(50.905)	(27.759)	83,39%
Depreciação e Amortização	(101.077)	(103.966)	-2,78%	(309.081)	(289.117)	6,91%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.486)	(5.045)	8,74%	(16.459)	(15.136)	8,74%
	(633.741)	(893.265)	-29,05%	(2.391.925)	(2.336.196)	2,39%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	683.784	503.872	35,71%	1.645.832	1.594.361	3,23%
RESULTADO DO SERVIÇO	577.221	394.861	46,18%	1.320.291	1.290.108	2,34%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	110.892	182.256	-39,16%	301.952	404.370	-25,33%
Despesas	(203.983)	(162.393)	25,61%	(692.883)	(478.349)	44,85%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(93.091)	19.863	-	(390.932)	(73.979)	428,43%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	484.130	414.724	16,74%	929.359	1.216.128	-23,58%
Contribuição Social	(45.840)	(38.927)	17,76%	(85.306)	(109.238)	-21,91%
Imposto de Renda	(125.720)	(106.268)	18,30%	(234.350)	(297.796)	-21,30%
LUCRO LÍQUIDO	312.570	269.529	15,97%	609.703	809.094	-24,64%

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".

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

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

CPFL PAULISTA						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	2.070.703	2.399.557	-13,7%	6.211.370	6.999.574	-11,3%
Receita Operacional Líquida	1.523.848	1.671.429	-8,8%	4.516.213	4.743.427	-4,8%
Custo com Energia Elétrica	(962.303)	(994.843)	-3,3%	(2.533.697)	(2.837.564)	-10,7%
Custos e Despesas Operacionais	(301.144)	(476.449)	-36,8%	(1.126.614)	(1.270.407)	-11,3%
Resultado do Serviço	260.400	200.137	30,1%	855.902	635.455	34,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	308.301	250.204	23,2%	1.004.247	777.503	29,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	276.511	324.185	-14,7%	770.210	970.765	-20,7%
Resultado Financeiro	(20.461)	1.481		(141.861)	(40.046)	254,2%
Lucro antes da Tributação	239.940	201.618	19,0%	714.041	595.409	19,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	155.079	131.490	17,9%	468.681	391.862	19,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	135.241	180.915	-25,2%	319.731	517.709	-38,2%

CPFL PIRATININGA						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	836.660	1.006.594	-16,9%	2.621.226	2.977.352	-12,0%
Receita Operacional Líquida	596.922	634.573	-5,9%	1.814.459	1.854.920	-2,2%
Custo com Energia Elétrica	(260.608)	(423.824)	-38,5%	(1.136.397)	(1.227.693)	-7,4%
Custos e Despesas Operacionais	(131.291)	(155.067)	-15,3%	(522.521)	(401.135)	30,3%
Resultado do Serviço	205.023	55.682	268,2%	155.541	226.091	-31,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	226.178	76.389	196,1%	219.981	288.003	-23,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	121.764	84.615	43,9%	212.465	279.166	-23,9%
Resultado Financeiro	(8.052)	7.919		(77.763)	(13.735)	466,2%
Lucro antes da Tributação	196.971	63.601	209,7%	77.778	12.356	-63,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	128.365	35.269	264,0%	43.186	219.286	-66,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	61.831	42.258	46,3%	43.850	124.098	-64,7%

RGE						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	791.015	995.954	-20,6%	2.488.823	2.858.266	-12,9%
Receita Operacional Líquida	590.453	692.348	-14,7%	1.844.438	1.926.353	-4,3%
Custo com Energia Elétrica	(348.504)	(371.830)	-6,3%	(1.007.369)	(1.053.517)	-4,4%
Custos e Despesas Operacionais	(157.951)	(206.745)	-23,6%	(585.890)	(529.315)	10,7%
Resultado do Serviço	83.998	113.773	-26,2%	251.180	343.521	-26,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	114.172	142.973	-20,1%	342.505	426.927	-19,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	114.283	149.264	-23,4%	336.340	442.940	-24,1%
Resultado Financeiro	(67.559)	2.924		(133.206)	(26.481)	403,0%
Lucro antes da Tributação	16.438	116.698	-85,9%	117.974	317.040	-62,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	9.520	77.173	-87,7%	86.787	222.279	-61,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	12.100	80.970	-85,1%	81.789	231.637	-64,7%

CPFL SANTA CRUZ						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	91.925	106.084	-13,3%	270.752	310.917	-12,9%
Receita Operacional Líquida	70.532	78.254	-9,9%	203.613	220.077	-7,5%
Custo com Energia Elétrica	(43.753)	(41.381)	5,7%	(125.829)	(117.977)	6,7%
Custos e Despesas Operacionais	(19.177)	(27.170)	-29,4%	(71.882)	(64.421)	11,6%
Resultado do Serviço	7.602	9.704	-21,7%	5.903	37.679	-84,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	10.921	13.967	-21,8%	15.600	45.014	-65,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	13.116	10.812	21,3%	21.612	5.853	269,2%
Resultado Financeiro	612	2.725	-77,6%	(10.578)	2.784	
Lucro antes da Tributação	8.213	12.429	-33,9%	(4.675)	40.463	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.210	8.031	-35,1%	(3.881)	27.117	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	6.819	6.361	7,2%	(492)	22.439	

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 – Entidade de Previdência Privada) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui o resultado de previdência privada;
- (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						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	32.219	33.353	-3,4%	90.311	96.360	-6,3%
Receita Operacional Líquida	25.610	25.564	0,2%	70.030	70.351	-0,5%
Custo com Energia Elétrica	(12.760)	(13.604)	-6,2%	(33.698)	(34.842)	-3,3%
Custos e Despesas Operacionais	(6.643)	(7.349)	-9,6%	(25.000)	(21.014)	19,0%
Resultado do Serviço	6.207	4.611	34,6%	11.333	14.495	-21,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.543	5.979	26,2%	15.315	17.891	-14,4%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	7.249	5.716	26,8%	13.164	17.291	-23,9%
Resultado Financeiro	1.972	1.271	55,2%	(9.690)	(263)	3581,8%
Lucro antes da Tributação	8.179	5.881	39,1%	1.643	14.232	-88,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.091	3.903	30,5%	533	9.486	-94,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	4.884	3.806	28,3%	(1.089)	9.232	

CPFL SUL PAULISTA						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	36.095	41.318	-12,6%	112.470	122.835	-8,4%
Receita Operacional Líquida	27.413	29.963	-8,5%	84.680	85.017	-0,4%
Custo com Energia Elétrica	(14.281)	(16.244)	-12,1%	(42.465)	(47.205)	-10,0%
Custos e Despesas Operacionais	(8.697)	(8.049)	8,1%	(28.040)	(21.816)	28,5%
Resultado do Serviço	4.434	5.669	-21,8%	14.176	15.996	-11,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	5.682	7.226	-21,4%	17.730	18.667	-5,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.808	6.426	-9,6%	13.795	17.530	-21,3%
Resultado Financeiro	586	1.968	-70,2%	(9.171)	2.550	
Lucro antes da Tributação	5.021	7.638	-34,3%	5.005	18.546	-73,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.258	4.995	-34,8%	3.101	12.369	-74,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.342	4.499	-25,7%	424	11.716	-96,4%

CPFL JAGUARI						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	31.791	39.168	-18,8%	98.554	112.714	-12,6%
Receita Operacional Líquida	22.995	26.880	-14,5%	70.887	73.643	-3,7%
Custo com Energia Elétrica	(15.848)	(16.936)	-6,4%	(46.467)	(49.094)	-5,4%
Custos e Despesas Operacionais	(4.019)	(5.685)	-29,3%	(15.938)	(13.180)	20,9%
Resultado do Serviço	3.127	4.258	-26,6%	8.482	11.370	-25,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.835	5.226	-26,6%	10.654	13.238	-19,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.512	4.137	9,1%	8.532	10.553	-19,2%
Resultado Financeiro	(400)	739	(6.519)	775		
Lucro antes da Tributação	2.727	4.997	-45,4%	1.964	12.145	-83,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.685	3.212	-47,5%	913	8.070	-88,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.143	2.534	-15,4%	(396)	6.375	

CPFL MOCOCA						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Receita Operacional Bruta	24.620	24.328	1,2%	72.579	70.948	2,3%
Receita Operacional Líquida	18.744	17.633	6,3%	54.838	49.161	11,5%
Custo com Energia Elétrica	(6.965)	(9.540)	-27,0%	(20.085)	(27.670)	-27,4%
Custos e Despesas Operacionais	(5.349)	(7.067)	-24,3%	(16.979)	(15.989)	6,2%
Resultado do Serviço	6.430	1.026	526,6%	17.774	5.501	223,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.151	1.908	274,8%	19.800	7.121	178,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.719	3.477	64,5%	14.151	10.415	35,9%
Resultado Financeiro	211	794	-73,4%	(2.145)	644	
Lucro antes da Tributação	6.641	1.820	264,8%	15.630	6.146	154,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	4.362	1.177	270,7%	10.383	4.243	144,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.418	2.247	52,1%	6.527	6.501	0,4%

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 – Entidade de Previdência Privada) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui o resultado de previdência privada;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	2.087	1.958	6,6%	6.391	5.987	6,7%
Industrial	3.080	3.050	1,0%	9.061	8.974	1,0%
Comercial	1.244	1.177	5,7%	3.970	3.756	5,7%
Outros	1.046	1.008	3,7%	3.021	2.937	2,9%
Total	7.457	7.194	3,7%	22.442	21.654	3,6%

CPFL Piratininga						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	927	870	6,6%	2.854	2.685	6,3%
Industrial	2.130	2.109	1,0%	6.348	6.220	2,1%
Comercial	511	497	2,7%	1.638	1.588	3,2%
Outros	272	264	3,1%	821	801	2,5%
Total	3.840	3.740	2,7%	11.661	11.293	3,3%

RGE						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	603	534	13,0%	1.693	1.580	7,2%
Industrial	978	899	8,8%	2.808	2.669	5,2%
Comercial	329	313	5,2%	1.012	999	1,3%
Outros	598	582	2,9%	1.845	1.866	-1,1%
Total	2.509	2.328	7,8%	7.359	7.114	3,4%

CPFL Santa Cruz						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	84	78	7,3%	250	235	6,7%
Industrial	58	52	11,5%	168	152	10,4%
Comercial	38	37	2,7%	121	118	2,6%
Outros	87	82	6,3%	253	252	0,3%
Total	266	248	7,2%	793	758	4,7%

CPFL Jaguarí						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	21	19	8,2%	63	58	8,6%
Industrial	99	91	8,6%	296	268	10,4%
Comercial	12	10	15,0%	37	31	18,9%
Outros	10	9	6,7%	29	28	4,3%
Total	141	129	8,9%	424	384	10,4%

CPFL Mococa						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	18	17	6,7%	53	49	6,8%
Industrial	18	15	19,5%	51	46	11,1%
Comercial	7	7	3,1%	23	22	4,3%
Outros	16	16	0,5%	43	43	0,1%
Total	59	55	8,0%	169	160	5,9%

CPFL Leste Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	24	22	7,3%	71	66	6,8%
Industrial	20	20	4,2%	62	56	10,8%
Comercial	10	10	5,6%	33	30	7,4%
Outros	34	33	2,1%	80	81	-2,1%
Total	88	85	4,4%	245	234	4,7%

CPFL Sul Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	35	33	7,7%	103	96	7,2%
Industrial	59	52	13,5%	157	152	3,4%
Comercial	13	12	4,0%	46	39	17,5%
Outros	22	22	0,2%	67	68	-0,8%
Total	129	119	8,4%	374	355	5,2%

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

CPFL Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	2.087	1.958	6,6%	6.391	5.987	6,7%
Industrial	1.056	1.100	-4,0%	3.183	3.403	-6,4%
Comercial	1.157	1.115	3,8%	3.709	3.579	3,6%
Outros	1.013	986	2,7%	2.924	2.881	1,5%
Total	5.312	5.159	3,0%	16.206	15.849	2,3%

CPFL Piratininga						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	927	870	6,6%	2.854	2.685	6,3%
Industrial	576	614	-6,2%	1.726	1.904	-9,3%
Comercial	457	454	0,6%	1.472	1.453	1,3%
Outros	261	259	1,0%	789	783	0,8%
Total	2.221	2.196	1,1%	6.841	6.825	0,2%

RGE						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	603	534	13,0%	1.693	1.580	7,2%
Industrial	446	458	-2,7%	1.305	1.402	-7,0%
Comercial	313	305	2,8%	963	976	-1,3%
Outros	598	582	2,9%	1.845	1.866	-1,1%
Total	1.961	1.878	4,4%	5.806	5.824	-0,3%

CPFL Santa Cruz						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	84	78	7,3%	250	235	6,7%
Industrial	46	45	2,7%	134	131	2,1%
Comercial	38	37	2,7%	121	118	2,6%
Outros	87	82	6,3%	253	252	0,3%
Total	254	241	5,4%	759	737	3,0%

CPFL Jaguarí						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	21	19	8,2%	63	58	8,6%
Industrial	76	71	7,4%	223	208	7,5%
Comercial	12	10	15,0%	37	31	18,9%
Outros	10	9	6,7%	29	28	4,3%
Total	118	110	8,2%	352	324	8,5%

CPFL Mococa						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	18	17	6,7%	53	49	6,8%
Industrial	11	10	7,0%	31	36	-14,0%
Comercial	7	7	3,1%	23	22	4,3%
Outros	16	16	0,5%	43	43	0,1%
Total	52	50	4,3%	150	150	-0,5%

CPFL Leste Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	24	22	7,3%	71	66	6,8%
Industrial	7	6	6,9%	21	18	11,9%
Comercial	10	10	5,6%	33	30	7,4%
Outros	34	33	2,1%	80	81	-2,1%
Total	75	71	4,6%	203	196	3,7%

CPFL Sul Paulista						
	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Residencial	35	33	7,7%	103	96	7,2%
Industrial	20	22	-9,2%	61	68	-9,4%
Comercial	13	12	4,0%	42	39	6,1%
Outros	22	22	0,2%	67	68	-0,8%
Total	91	90	1,1%	273	271	0,9%