

**São Paulo, 14 de agosto de 2013** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T13**. 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 2T12, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA DIVIDENDOS DE R\$ 363 MILHÕES

Indicadores (R\$ Milhões)	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.485	14.116	2,6%	28.976	28.054	3,3%
Mercado Cativo	10.091	10.161	-0,7%	20.506	20.381	0,6%
TUSD	4.394	3.954	11,1%	8.471	7.672	10,4%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.936	3.795	30,1%	9.352	7.549	23,9%
Receita Operacional Bruta	4.512	4.730	-4,6%	9.225	9.474	-2,6%
Receita Operacional Líquida	3.339	3.181	5,0%	6.796	6.304	7,8%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	516	793	-35,0%	1.571	1.772	-11,4%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) <sup>(2)</sup>	601	921	-34,7%	1.727	1.996	-13,5%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(3)</sup>	627	1.047	-40,2%	1.606	2.100	-23,5%
Lucro Líquido (IFRS)	(134)	246	-	271	658	-58,8%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(4)</sup>	(116)	327	-	195	724	-73,1%
Investimentos	498	714	-30,3%	1.030	1.267	-18,7%

### Notas:

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

## DESTAQUES 2T13

- Aumento de **7,7%** nas **vendas totais de energia para fora do Grupo**
- Crescimento de **2,6%** nas vendas na **área de concessão**
- Conclusão do **3º ciclo de revisão tarifária** das distribuidoras do grupo
- Realização do **IPO da CPFL Renováveis**
- Aquisição dos parques **eólicos Rosa dos Ventos** (13,7 MW) em junho/13
- Aporte de **CDE**, segundo decreto 7.945/13, no valor de **R\$ 125 milhões**
- Capex de **R\$ 498 milhões**
- Declaração de **dividendos** intermediários do 1S13, no valor de **R\$ 363 milhões**
- Manutenção de **rating AA+** em escala nacional, com perspectiva estável, pela Standard & Poor's, para a CPFL Energia
- **CPFL Brasil** foi eleita a melhor empresa do país pelo **Guia Maiores e Melhores** da revista Exame no setor de energia
- No **Prêmio Abradee 2013**, a **RGE** foi eleita a melhor distribuidora do Brasil com mais de 500 mil clientes, enquanto a **CPFL Leste Paulista** foi a melhor distribuidora do país com até 500 mil clientes
- A **CPFL Energia** foi reconhecida pela **Revista ISTOÉ Dinheiro** como uma das **50 Empresas do Bem**, na categoria Gestão

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

- Quinta-feira, 15 de agosto de 2013 – 14h00 (Brasília), 13h00 (EDT)
- ☎ Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-855-281-6021 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- Webcast: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)  
[www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.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 .....	20
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	23
5.5) EBITDA .....	23
5.6) Resultado Financeiro .....	23
5.7) Lucro Líquido .....	24
6) ENDIVIDAMENTO .....	25
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	25
6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	28
6.3) Dívida Líquida e Alavancagem .....	30
7) INVESTIMENTOS .....	32
8) DIVIDENDOS .....	33
9) MERCADO DE CAPITALIS .....	34
9.1) Desempenho das Ações .....	34
9.2) Volume Médio Diário .....	35
9.3) <i>Ratings</i> .....	35
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	36
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2013 .....	37
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	38
12.1) Segmento de Distribuição .....	38
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	38
12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica .....	43
12.1.3) Reajuste Tarifário .....	44
12.1.4) Revisão tarifária extraordinária .....	45
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	46
12.3) Segmento de Geração Convencional .....	46
12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	46
12.4) CPFL Renováveis .....	48
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	48

12.4.2) Status dos Projetos de Geração .....	49
12.4.3) Evento Subsequente .....	51
<b>13) ANEXOS .....</b>	<b>52</b>
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	52
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	53
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	54
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) .....	55
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	56
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional .....	57
13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	58
13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	59
13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	60
13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	62
13.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	63

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O segundo trimestre de 2013 foi bastante atípico para a CPFL Energia. É o primeiro trimestre que reportamos resultados após todas as nossas distribuidoras passarem pelo 3º ciclo de revisão tarifária periódica. Juntas, elas representam aproximadamente 60% do EBITDA consolidado do Grupo. Além disso, fomos afetados também pelo resultado da nossa comercializadora CPFL Brasil, em função da redução das vendas bilaterais *self-dealing*, do impacto do cenário hidrológico desfavorável e das mudanças regulatórias, incluindo MP 579 e Resolução CNPE nº 3, que comprimiram as margens deste segmento.

Tivemos, também, itens pontuais que afetaram nosso resultado. O primeiro deles foi a adesão da CPFL Paulista e CPFL Piratininga ao Programa Especial de Parcelamento – PEP de ICMS do Estado de São Paulo. Ambas discutiam a tomada de créditos sobre aquisição de combustíveis e lubrificantes de veículos operacionais, além da metodologia de cálculo do ICMS na cidade de Santos/SP pela CPFL Piratininga. Nestes casos, os valores discutidos, acrescidos de multas e juros, atingiam R\$ 231 milhões. Diante das decisões desfavoráveis que as companhias vinham obtendo na Justiça de São Paulo, as duas controladas optaram pela adesão ao PEP, incorrendo em uma despesa de R\$ 105,4 milhões, com uma redução de quase 55% nos montantes discutidos. Adicionalmente, tivemos o lançamento, na rubrica Despesas Legais, Judiciais e Indenizações, o valor de 230 milhões, principalmente em função da alteração da classificação de risco de ações cíveis e trabalhistas do contencioso de massa da Companhia, para que as provisões reflitam a melhor estimativa corrente da administração. Esta estimativa está baseada em análises dos seus assessores legais externos e é fruto do contínuo monitoramento e controle de riscos da Companhia. Importante mencionar que esta constituição de provisões não afeta imediatamente o caixa.

Apesar disso, tivemos avanços importantes em nossas operações: o consumo de energia aumentou 2,6%, sendo que o destaque continua sendo o segmento residencial, fruto dos ganhos reais de renda e das taxas de desemprego em níveis extremamente baixos. O segmento industrial, que representa aproximadamente 45% de nossas vendas de energia e que vinha apresentando taxas mais módicas de crescimento, surpreendeu com a expansão de 2,7%. As vendas totais de energia para fora do grupo aumentaram 7,7%, com destaque para as vendas da CPFL Renováveis, que cresceram 63%, fruto da entrada em operação de vários novos projetos e de aquisições. A CPFL Brasil, nossa comercializadora de energia, apesar do ambiente mais hostil para os negócios, conseguiu capturar mais 18 novos clientes no trimestre, atingindo um portfólio total de 280 clientes.

Em relação à nossa alavancagem líquida financeira, reportamos no 2T13 o valor de 3,42x no critério dos nossos contratos financeiros. No entanto, fomos fortemente impactados pelos itens mencionados acima, que impactaram nosso EBITDA em R\$ 277 milhões.

A CPFL Renováveis, por estar em franco processo de expansão, acaba por pressionar também a alavancagem consolidada da Companhia: no 2T13, a CPFL Renováveis reportou alavancagem financeira de 7,2x. Este nível de endividamento é proveniente das captações para a construção de seus ativos *greenfield* e para a aquisição de outros ativos, como Bons Ventos e Ester. Dessa forma, a CPFL Renováveis possui em seu balanço dívidas para projetos que ainda não começaram a operar, impactando significativamente sua alavancagem líquida e também a do consolidado. No entanto, a CPFL Renováveis possui um volume significativo de projetos em construção que começarão a gerar resultado operacional no futuro próximo – 328 MW até o final de 2013 e 254 MW em 2016 – apresentando importante contribuição para o aumento do EBITDA e consequente desalavancagem financeira. Vale mencionar também o perfil de endividamento da CPFL Renováveis: o prazo médio de seu endividamento supera a marca dos 6,8 anos e o custo médio de sua dívida está abaixo de 7,6% a.a., portanto, sem pressão no curto-prazo.

Além disso, continuamos focados nas nossas iniciativas de redução de custos, em especial, o Orçamento Base Zero. Comparando as despesas gerenciais (PMSO) do primeiro semestre, fomos

capazes de reduzir, em 2 anos, mais de R\$ 90 milhões em bases reais. Vale lembrar que somente em 2012, reduzimos em mais de R\$ 100 milhões os nossos gastos gerenciáveis em relação a 2011.

Estamos investindo também no nosso Projeto Tauron (*smart grid*), que representará um grande avanço na forma como operamos a nossa rede. Estamos instalando cerca de 25.000 medidores inteligentes para grandes clientes, aumentando a confiabilidade do sistema e reduzindo custos. Toda esta tecnologia envolve a instalação de chaves religadoras automáticas, sistema de despacho eletrônico de equipes, integração do nosso sistema de cobrança e faturamento, enfim, uma série de medidas para aumentar a eficiência do serviço prestado, os índices de continuidade e redução de custos.

Portanto, a despeito dos resultados deste trimestre, estamos em franca expansão de nossos negócios, notadamente na CPFL Renováveis, onde temos grandes contribuições a serem capturadas dos ativos que entrarão em operação no curto-prazo. Associadas a isso, continuamos com as nossas iniciativas de redução de custos, que trouxeram resultados no passado recente e que vão gerar maior grau de eficiência e produtividade, aumentando a qualidade do serviço prestado e a criação de valor para todos os nossos acionistas e demais públicos de interesse.

**Wilson Ferreira Jr.**

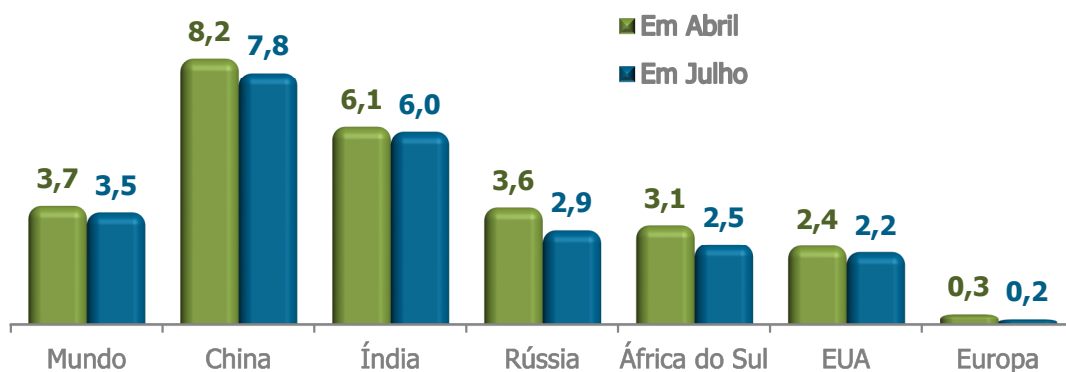
Presidente da CPFL Energia

## 2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

As perspectivas de uma retomada da economia mundial vêm frustrando as expectativas do mercado, principalmente por conta do menor crescimento esperado nos países emergentes. Recentemente, o FMI reduziu suas projeções para o PIB mundial, refletindo a deterioração das expectativas nos BRIC's.

### Projeção para o PIB (%) - economias selecionadas (média de 2013-14)

Fonte e projeções: FMI.



Para a China, apesar de ter se apresentado dentro das expectativas do mercado, os dados do 2T13 confirmam a tendência de desaceleração, com expansão do PIB de 7,5%, em comparação ao mesmo período do ano anterior. Os últimos dados de atividade econômica também não são muito animadores, estando abaixo de períodos anteriores em indicadores importantes, tais como exportações, produção industrial e investimentos privados. Com isso, as projeções de crescimento para a economia chinesa em 2013 giram em torno de 7,5%.

Por outro lado, entre os países desenvolvidos, vale destacar a retomada da economia norte-americana, com a queda da taxa de desemprego e o ligeiro crescimento da atividade industrial, que levaram ao aumento da confiança. Essa tendência positiva, combinada à mera possibilidade de retirada dos incentivos governamentais ao sistema financeiro, resultou em maior volatilidade nos mercados financeiros internacionais durante o 2T13, o que acabou refletindo também em desvalorização da moeda brasileira e fuga de capitais da Bolsa de Valores.

A influência do cenário externo e o panorama político conturbado, representado pelas manifestações populares, trouxeram impactos para o desempenho da economia brasileira, no que concerne à atividade e ao nível de confiança, sobretudo no curto prazo. A produção industrial, segundo dados do IBGE, mostra-se oscilante, com meses de bom desempenho intercalados a outros de desaceleração; no ano, mantém ligeiro crescimento (1,9% no acumulado até junho).

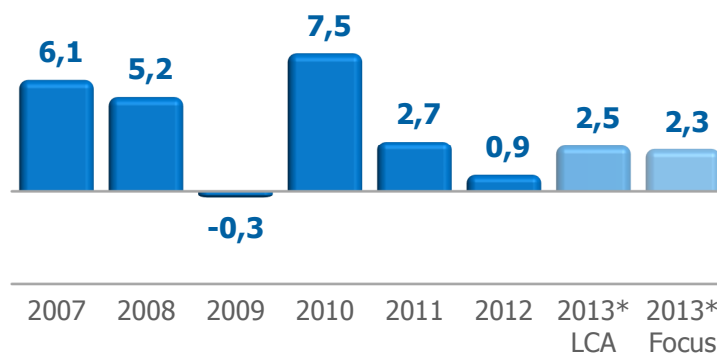
A massa de renda, por sua vez, cresce a 3% em 2013, patamar inferior ao verificado em anos anteriores. Tal indicador vem perdendo força, influenciado pelo repique da inflação causado principalmente pelo aumento de preços dos alimentos; porém, a tendência é de recuperação, dada a inflação mais baixa esperada para os próximos meses. Ainda assim, o mercado de trabalho se mantém aquecido, o que pode ser confirmado pela manutenção do desemprego em níveis historicamente baixos (taxa de desocupação média mensal de 5,7%, entre janeiro e maio de 2013). As vendas no comércio varejista crescem a um ritmo menor do que o notado até o início

de 2013, alcançando 3,3% no acumulado do ano e as vendas de móveis e eletrodomésticos continuam crescendo a taxas um pouco mais elevadas (3,8% no acumulado do ano).

Assim, ainda que os indicadores econômicos apresentem resultados positivos, o cenário externo conturbado e a mera desaceleração no ritmo de crescimento afetou fortemente a confiança dos consumidores, do comércio e da indústria, de tal forma que as projeções mais recentes para o crescimento do PIB brasileiro já indicam taxas menores.

### Evolução do PIB Brasil - % anual

Fonte: IBGE.



\*Projeção

Ainda assim, o PIB brasileiro deve crescer em ritmo mais elevado que o verificado em 2012. Alguns fatores corroboram essa afirmação: (i) de acordo com a Anfavea, no 1S13 a produção de veículos leves cresceu 16,4% e a de ônibus e caminhões registrou alta de 49,2% e (ii) o investimento continua em expansão, o que é evidenciado pelo crescimento da produção de bens de capital (13,8% no 1S13), com ênfase para a retomada da construção civil, que responde por cerca de 45% da Formação Bruta de Capital Fixo (investimento) brasileira e é o grande destaque no 1S13.

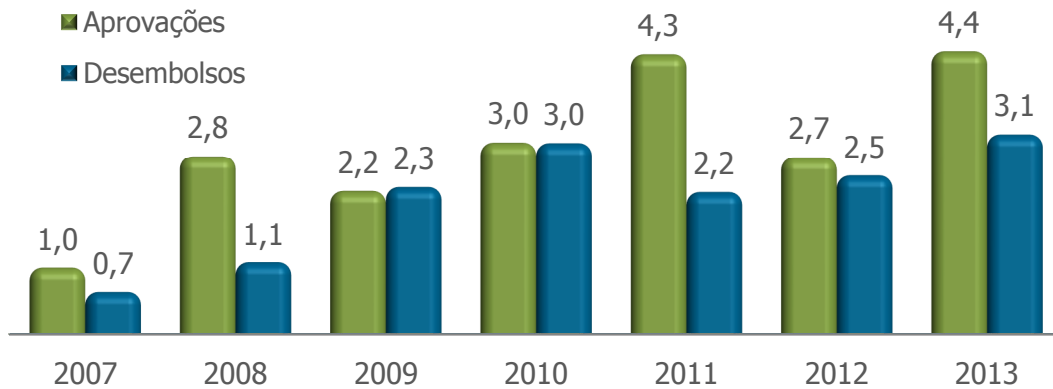
### ***Boas perspectivas para a construção civil, com importante efeito multiplicador sobre a economia e o mercado de energia***

A despeito do desempenho econômico mais modesto observado no período recente, alguns indicadores garantem a manutenção do otimismo da CPFL Energia no que se refere às perspectivas de venda de energia.

O segmento de construção civil tem boas perspectivas para 2013 e anos seguintes. Exemplo disso é o volume de desembolsos e aprovações de crédito do BNDES para a construção civil.

### Desembolsos e Aprovações para Construção Civil Acumulado até mai/13, em R\$ bilhões

Fonte: BNDES



Dadas as suas características, os efeitos positivos do setor de construção civil têm longo alcance sobre o dinamismo econômico de uma dada região ou país e, conseqüentemente, sobre o consumo de energia.

Do ponto de vista da indústria, é importante ressaltar que o segmento de construção civil representa 22% do PIB industrial, além de compor 45% do investimento (Formação Bruta de Capital Fixo). Esse segmento vem se expandindo há alguns anos, com o número de empresas atuantes tendo crescido, de acordo com o IBGE, 75% entre os anos de 2007 e 2011. Para 2013, a expectativa é de que a indústria de construção civil cresça 3,0%, segundo projeções do Sinduscon-SP, motivada por fatores como o Programa “Minha Casa Minha Vida” (que está 75% contratado até agora, com dispêndio de R\$ 178 bilhões e 2,8 milhões de unidades construídas) e os grandes eventos esportivos.

No que se refere ao comércio, é esperado um maior dinamismo na geração de emprego e renda, uma vez que o setor de construção civil é reconhecidamente um grande empregador de mão-de-obra. Segundo dados do Ministério do Trabalho, a construção civil emprega hoje 2,8 milhões de pessoas, o que representa 32,6% de toda a mão-de-obra empregada na indústria. A atividade comercial também é estimulada pelo Programa “Minha Casa Melhor”, que oferece crédito a mutuários em dia com o Programa “Minha Casa Minha Vida”; neste, serão R\$ 18,7 bilhões em crédito para compra de móveis e eletrodomésticos, com taxas reais negativas (5% a.a. nominal). Certamente, esses fatores contribuirão para que seja alcançada a expectativa de expansão de 5% nas vendas do setor em 2013.<sup>1</sup>

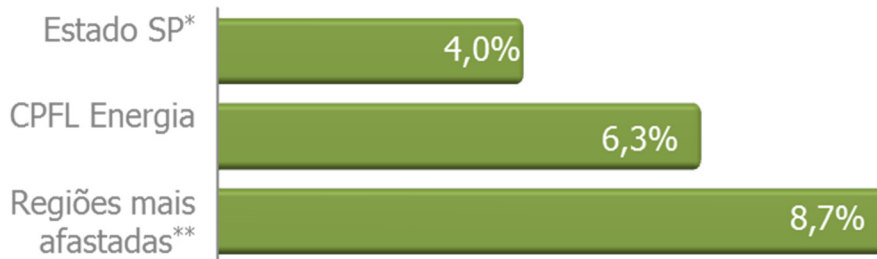
A expansão da construção civil ainda tem efeitos positivos sobre o segmento residencial. Já observamos, há algum tempo, a expansão acima da média histórica no número de novas residências construídas na área de concessão da CPFL Energia. Para o período 2013-2014, estão previstos 632 novos loteamentos nas regiões atendidas pela CPFL Energia no estado de São Paulo, com destaque para as regiões mais distantes dos grandes centros (regiões Noroeste e Nordeste da CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e CPFL Jaguariúna), onde as taxas de crescimento do consumo residencial são mais elevadas que a média do estado de São Paulo e da própria Companhia, como mostra o gráfico abaixo.

<sup>1</sup> Fonte: CNC (Confederação Nacional do Comércio).



### Crescimento do consumo da classe residencial em 2013

acumulado até junho



\*Fonte: Secretaria de Energia de SP

\*\*CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna e regiões Nordeste e Noroeste da CPFL Paulista.

***Na indústria, o desempenho, apesar de tímido, é superior ao verificado em 2012, com destaque para a indústria automobilística***

De acordo com o IBGE, a produção industrial brasileira recuou 2,6% em 2012. Para 2013, a expectativa da LCA Consultores é de uma expansão de 2,3%. Entre os setores mais representativos em termos de consumo de energia na área de concessão da CPFL Energia, destacam-se pela expectativa de desempenho positivo: máquinas e equipamentos (+10,4%), veículos (+5,3%), metalurgia (2,9%) e borracha e plástico (2,5%).

### Produção Industrial no Brasil

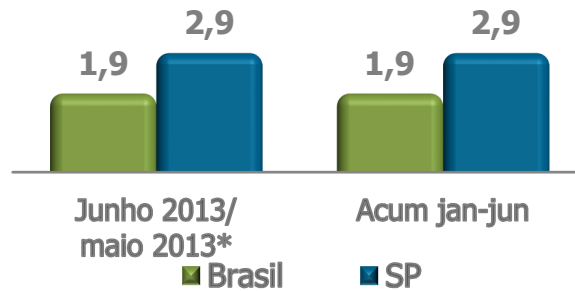
Fonte: IBGE / Projeção 2013: LCA Consultores

Setores selecionados	Participação no consumo industrial	Variação anual (%)	
		2012	2013 (e)
Alimentos	14%	-1,2	1,3
Químicos	12%	2,5	0,0
<b>Metalurgia</b>	<b>11%</b>	<b>-4,1</b>	<b>2,9</b>
<b>Borracha e plástico</b>	<b>9%</b>	<b>-1,4</b>	<b>2,5</b>
<b>Veículos</b>	<b>8%</b>	<b>-13,6</b>	<b>5,3</b>
Têxtil	7%	-4,2	-2,4
Produtos de metal	6%	-2,3	-0,1
Minerais não metálicos	6%	-0,8	1,7
Papel e celulose	4%	1,1	-1,6
<b>Máquinas e equipamentos</b>	<b>4%</b>	<b>-3,7</b>	<b>10,4</b>
<b>Indústria geral</b>		<b>-2,6</b>	<b>2,3</b>

Além disso, a produção industrial em SP, nas últimas observações, tem se mantido em ritmo maior que a média nacional.

### Produção Industrial – comparativo

Fonte: IBGE

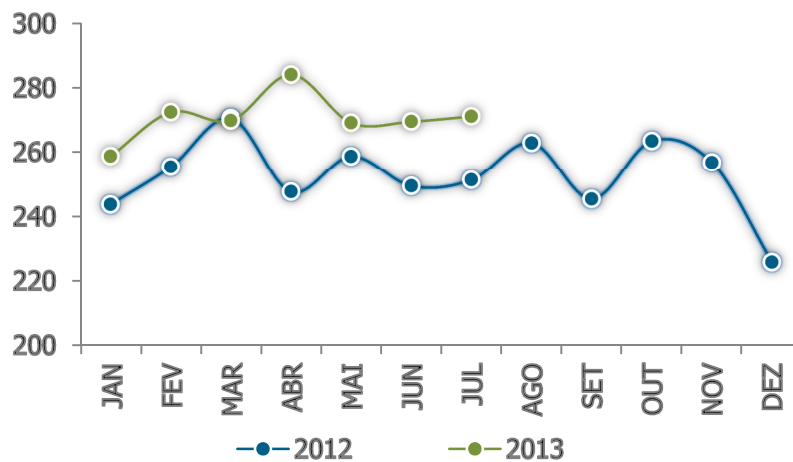


\*com ajuste sazonal.

Cabe destacar, nesse contexto, a evolução da indústria automobilística. Considerando-se o consumo medido de uma amostra de clientes da área de concessão da CPFL Energia, cativos e livres, que atuam nesse segmento, observamos um crescimento acumulado de 6,6% até julho.

### Carga de grandes clientes do setor automobilístico | MW médios

medição até 31/07/2013



Vale lembrar aqui a complexidade da indústria automobilística, que envolve não apenas a atividade de montagem de veículos, mas também outros segmentos relevantes da indústria de transformação. Assim, o dinamismo na produção e venda de veículos gera efeitos benéficos para cerca de 25% da indústria, em diversos segmentos de atividade, como mostra o esquema abaixo.

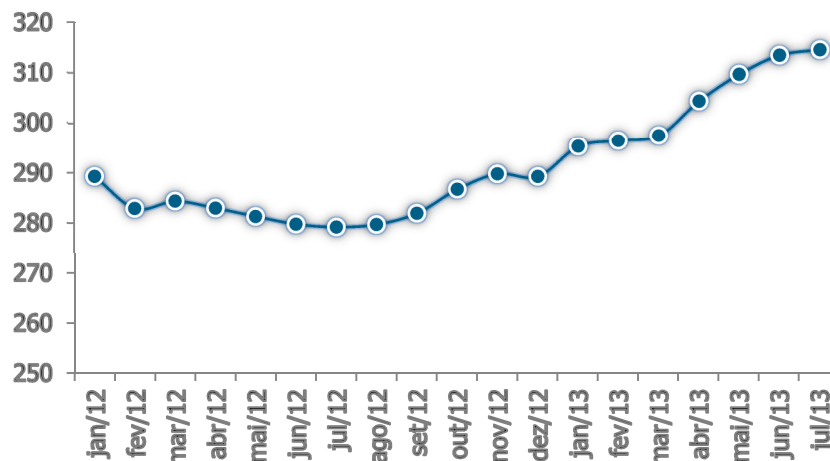
### Cadeia da indústria automobilística



A despeito do menor ritmo de crescimento da economia no período recente, a indústria automobilística vem elevando sua produção. Segundo os últimos dados da Anfavea, o crescimento da produção total de veículos nos 12 meses findos em julho/13 foi de 12,7%; o estoque de veículos, medido em número de dias de vendas, caiu de 39 em junho para 35 dias em julho, sinalizando a possibilidade de nova retomada na produção.

#### Produção de veículos (mil) - média móvel de 12 meses

Fonte: Anfavea



Em suma, o desempenho do segmento industrial ainda não apresenta sinais claros de retomada. Entretanto algumas atividades industriais relevantes apresentam crescimento importante, como o caso do segmento automotivo. Isto leva a crer que o desempenho de 2013 será superior a 2012, ano em que a produção industrial brasileira registrou retração.

### 3) VENDAS DE ENERGIA

#### 3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 2T13, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.485 GWh, um aumento de 2,6%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Mercado Cativo	10.091	10.161	-0,7%	20.506	20.381	0,6%
TUSD	4.394	3.954	11,1%	8.471	7.672	10,4%
<b>Total</b>	<b>14.485</b>	<b>14.116</b>	<b>2,6%</b>	<b>28.976</b>	<b>28.054</b>	<b>3,3%</b>

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres e permissionárias da RGE no 2T12.

No 2T13, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.091 GWh, uma redução de 0,7%. 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 4.394 GWh no 2T13, um aumento de 11,1%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

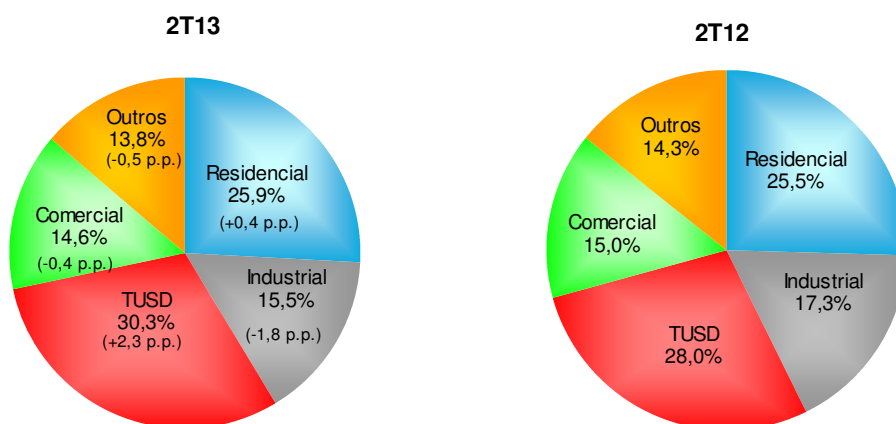
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.	Part.
Residencial	3.747	3.595	4,2%	7.679	7.226	6,3%	25,9%
Industrial	6.427	6.256	2,7%	12.509	12.249	2,1%	44,4%
Comercial	2.276	2.224	2,3%	4.715	4.520	4,3%	15,7%
Outros	2.036	2.040	-0,2%	4.073	4.059	0,3%	14,1%
<b>Total</b>	<b>14.485</b>	<b>14.116</b>	<b>2,6%</b>	<b>28.976</b>	<b>28.054</b>	<b>3,3%</b>	<b>100,0%</b>

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 2T12.

Destacam-se no 2T13, na área de concessão:

- **Classe residencial (25,9% das vendas):** aumento de 4,2%, favorecido pelo bom desempenho da renda verificado ao longo do ano, a despeito da menor taxa de crescimento da massa de renda do trabalho, motivada pela alta da inflação dos alimentos e dos aumentos reais relativamente menores dos salários. De toda forma, o mercado de trabalho se mantém aquecido, o que pode ser confirmado pela manutenção do desemprego em nível historicamente baixo.
- **Classe industrial (44,4% das vendas):** expansão de 2,7%, reflexo da produção industrial, ainda suscetível aos efeitos da desaceleração econômica mundial e da queda do nível de confiança.
- **Classe comercial (15,7% das vendas):** aumento de 2,3%. Apesar da desaceleração recente do ritmo de crescimento da renda, 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 2T12 para o 2T13.

### 3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	3.747	3.595	4,2%	7.679	7.226	6,3%
Industrial	2.243	2.437	-8,0%	4.447	4.843	-8,2%
Comercial	2.109	2.112	-0,1%	4.392	4.299	2,2%
Outros	1.993	2.017	-1,2%	3.988	4.014	-0,6%
<b>Total</b>	<b>10.091</b>	<b>10.161</b>	<b>-0,7%</b>	<b>20.506</b>	<b>20.381</b>	<b>0,6%</b>

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 2T12.

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						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Industrial	4.184	3.819	9,6%	8.062	7.406	8,9%
Comercial	167	112	48,4%	324	221	46,4%
Outros	44	23	87,5%	85	45	86,2%
<b>Total</b>	<b>4.394</b>	<b>3.954</b>	<b>11,1%</b>	<b>8.471</b>	<b>7.672</b>	<b>10,4%</b>

TUSD por Distribuidora - GWh						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
CPFL Paulista	2.107	1.938	8,7%	4.091	3.770	8,5%
CPFL Piratininga	1.663	1.519	9,5%	3.201	2.924	9,4%
RGE	536	428	25,3%	1.005	840	19,6%
CPFL Santa Cruz	11	7	70,0%	22	14	59,1%
CPFL Jaguari	23	16	41,9%	50	40	24,3%
CPFL Mococa	6	3	88,4%	12	5	170,4%
CPFL Leste Paulista	14	12	13,7%	28	24	14,1%
CPFL Sul Paulista	33	31	7,8%	61	54	12,7%
<b>Total</b>	<b>4.394</b>	<b>3.954</b>	<b>11,1%</b>	<b>8.471</b>	<b>7.672</b>	<b>10,4%</b>

### 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 30,1%, totalizando 4.936 GWh no 2T13.

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Renováveis	762	467	63,4%	1.455	914	59,3%
Comercialização e Geração Convencional	4.174	3.329	25,4%	7.897	6.635	19,0%
<b>Total</b>	<b>4.936</b>	<b>3.795</b>	<b>30,1%</b>	<b>9.352</b>	<b>7.549</b>	<b>23,9%</b>

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 +13 GWh no 2T13 e de +8 GWh no 2T12.

Essa variação se deve aos seguintes fatores: (i) aumento das vendas da CPFL Renováveis, principalmente devido à entrada dos complexos eólicos Santa Clara e Bons Ventos e da PCH Salto Góes; (ii) geração da EPASA, despachada no 2T13 por segurança energética; (iii) aumento das vendas para clientes livres no segmento de Comercialização, decorrente do aumento do número de clientes em carteira (de 208 no 2T12 para 280 no 2T13), o que reflete a estratégia de atuação nacional nesse segmento; e (iv) substituição de contratos bilaterais vendidos intra-grupo por vendas para fora do grupo.

## 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 junho 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	3.941	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	1.551	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	253	1.377	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	194	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	43	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) <sup>(1)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") <sup>(2)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	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% <sup>(3)</sup>	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	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

### Notas:

- (1) Não inclui a capacidade instalada (24 MW) equivalente às 9 PCHs das distribuidoras: Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista), Companhia Jaguarí de Energia (CPFL Jaguarí) e Companhia Luz e Força Mococa (CPFL Mococa);
- (2) 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;
- (3) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

<b>Comercialização de energia e serviços</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação Societária</b>
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") <sup>(1)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") <sup>(3)</sup>	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..

<b>Outras</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação Societária</b>
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 junho de 2013, a CPFL Energia detinha participação indireta de 63% do capital social da CPFL Renováveis através da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1 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)						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) <sup>(1)</sup>	4.512.097	4.730.398	-4,6%	9.225.456	9.473.590	-2,6%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) <sup>(1)</sup>	4.567.035	4.760.908	-4,1%	9.336.151	9.533.714	-2,1%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(1)</sup>	4.499.792	4.649.122	-3,2%	9.362.315	9.286.437	0,8%
Receita Líquida (IFRS) <sup>(1)</sup>	3.339.144	3.181.426	5,0%	6.795.942	6.304.299	7,8%
Receita Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) <sup>(1)</sup>	3.390.830	3.211.708	5,6%	6.899.341	6.363.386	8,4%
Receita Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(1)</sup>	3.311.058	3.118.881	6,2%	6.915.196	6.160.656	12,2%
Custo com Energia Elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(1.998.289)	(1.882.621)	6,1%	(3.825.429)	(3.548.350)	7,8%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(1.346.147)	(1.034.324)	30,1%	(1.097.069)	(999.936)	9,7%
Resultado do Serviço (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	305.593	616.503	-50,4%	1.140.932	1.473.387	-22,6%
EBITDA (IFRS) <sup>(2)</sup>	515.622	793.039	-35,0%	1.570.587	1.771.954	-11,4%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	601.048	920.593	-34,7%	1.726.675	1.995.817	-13,5%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(3)</sup>	626.511	1.046.925	-40,2%	1.605.935	2.100.110	-23,5%
Resultado Financeiro (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(455.693)	(203.944)	123,4%	(637.277)	(417.722)	52,6%
Lucro Antes da Tributação (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(150.100)	412.559		503.655	1.055.665	-52,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(134.067)	245.863		271.233	658.471	-58,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	(134.067)	245.863		271.233	658.471	-58,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios) <sup>(4)</sup>	(115.724)	326.696		194.666	723.736	-73,1%

Notas:

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

### 5.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção) no 2T13 atingiu R\$ 4.826 milhões, representando uma redução de 5,0% (R\$ 256 milhões). 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 + Consolidação Proporcional Geração Convencional) seria de R\$ 4.567 milhões, uma redução de 4,1% (R\$ 194 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional bruta foram:

- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -16,4%, no período entre 2T12 e 2T13, no valor de R\$ 466 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 0,7% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 31 milhões (mercado + mix);
- Redução de R\$ 59 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;

Parcialmente compensado por:

- Aumento de R\$ 114 milhões em Outras Receitas;
- Receita adicional bruta na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 37 milhões. Parte das vendas desses empreendimentos é feita para empresas do Grupo, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação da CPFL Energia. A receita adicional da CPFL Renováveis, líquida de PIS e Cofins e de eliminações, foi de R\$ 34 milhões;
- Aumento de receita no Segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 46 milhões;

- Aumento de receita do Segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 163 milhões (R\$ 148 milhões líquido de impostos);
- Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.176 milhões, representando um recuo de 24,1% (R\$ 373 milhões) devido às reduções:

- de 7,1% no ICMS (R\$ 82 milhões);
- de 73,4% no encargo setorial CDE (R\$ 107 milhões);
- de 20,9% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 8 milhões);
- na RGR (R\$ 28 milhões);
- no encargo setorial CCC (R\$ 161 milhões)

Parcialmente compensado pelo aumento de 31,7% no Proinfa (R\$ 6 milhões) e de 1,6% no PIS e Cofins (R\$ 6 milhões).

No 2T13, a CPFL Piratininga incorreu em uma despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. A empresa possuía processo em que questionava a metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, com valor total (incluindo valor principal, multa e juros) de R\$ 159 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção desta discussão, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a administração decidiu pela adesão ao programa, reduzindo os custos totais em relação a este litígio para R\$ 73 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 32 milhões) foram registrados na rubrica Deduções da Receita (incluído no item (i) acima), enquanto multas e juros (R\$ 41 milhões), na rubrica Despesas Financeiras.

A receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção) atingiu R\$ 3.650 milhões no 2T13, representando um aumento de 3,3% (R\$ 117 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) seria de R\$ 3.391 milhões, um crescimento de 5,6% (R\$ 179 milhões).

## 5.2) Custo com Energia Elétrica

O Decreto 7.945 promoveu algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Com relação à contratação de energia, (i) reduziu o prazo mínimo de três para um ano, contado a partir do início do suprimento de energia, de contratos de comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e (ii) aumentou o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras para os consumidores finais de cento e três para cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

O Decreto também instituiu o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição dos custos relacionados abaixo:

- a exposição ao mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas de garantia física de energia e de potência, por insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia – MRE (Risco Hidrológico);
- a exposição no mercado de curto prazo das distribuidoras, por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada, relativa ao montante de reposição não recontratado em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica (Exposição Involuntária);

- (iii) o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (ESS – Segurança Energética); e
- (iv) o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, relativo ao encargo de serviço do sistema e à energia comprada para revenda (CVA ESS e Energia).

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\$ 1.998 milhões no 2T13, representando um aumento de 6,1% (R\$ 115 milhões).

- O custo da energia comprada para revenda no 2T13 foi de R\$ 1.782 milhões, o que representa um aumento de 15,8% (R\$ 243 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 233 milhões), devido ao aumento de 2,8% (270 GWh) na quantidade de energia comprada e de 14,9% no preço médio de compra;
- (ii) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 68 milhões) devido ao aumento de 150,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 20,2% (245 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente a exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 3 milhões) e compra de energia para a UTE Alvorada e UTE Coopcana da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 17 milhões) – **Não-recorrente**;
- (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 27 milhões), decorrente principalmente do aumento de 9,1% no preço médio de compra;
- (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 9,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 3,0% (7 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aporte de R\$ 63 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\$ 25 milhões);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 344 milhões no 2T13, redução de 37,0% (R\$ 128 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aporte de R\$ 61 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
    - (ii) Redução de 46,3% nos encargos da rede básica (R\$ 128 milhões), devido principalmente às reduções de 50,4% (R\$ 66 milhões) na CPFL Paulista, de 44,7% na RGE (R\$ 21 milhões) e de 57,9% (R\$ 38 milhões) na CPFL Piratininga 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 62,8% nos encargos de Itaipu (R\$ 15 milhões);
    - (iv) Redução de 45,5% nos encargos de conexão (R\$ 9 milhões).
    - (v) Redução de 14,4% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2 milhões)

Parcialmente compensados por:

- (vi) Aumento de 259,7% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 59 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$ 19 milhões na CPFL Paulista, R\$ 9 milhões na CPFL Piratininga, de R\$ 9 milhões na RGE e de R\$ 3 milhões na CPFL Santa Cruz.

Além disso, ocorreu um 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 provisão de encargos de serviços do sistema (ESS) destinados exclusivamente ao ressarcimento dos agentes de geração termelétrica. De acordo com a Resolução CNPE 03, de março de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definiu a adoção de mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais. Entre 01/04/2013 até o desenvolvimento do novo modelo computacional (previsto para 01/09/2013), 50% do custo de despacho das térmicas fora da ordem de mérito será rateado por todos os agentes do mercado, inclusive os geradores;

- (vii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 12 milhões);
- (viii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 15 milhões).

### 5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Custo de construção) atingiram R\$ 1.346 milhões no 2T13, registrando um aumento de 30,2% (R\$ 312 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 19,4% (R\$ 63 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\$ 259 milhões no 2T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 3 milhões no 2T12, em virtude da mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33 – Benefícios a empregados que passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2013, foi reapresentado, passando a uma despesa de R\$ 8 milhões no 2T12. No 2T13, essa despesa subiu para R\$ 21 milhões, resultando em uma variação negativa de R\$ 12 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 3,0% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Adicional da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 28 milhões;  
Parcialmente compensado por:
  - (ii) Redução no Segmento de Distribuição, no valor de R\$ 15 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - ✓ Redução por efeito da contabilização, no montante de R\$ 22 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. Cabe ressaltar que a partir do 2T12 esses créditos passaram a ser registrados na linha de Deduções da Receita para melhor adequação contábil.
    - ✓ Aumento de R\$ 7 milhões devido ao aumento na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição devido a novos investimentos;
  - (iii) Redução de 25,9%, no Segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 21 milhões, devido principalmente ao item **não-recorrente** no 2T12: ajustes contábeis (de UBP e depreciação) das usinas (R\$ 21 milhões).
- PMSO, item que atingiu R\$ 771 milhões no 2T13, comparado a R\$ 400 milhões no 2T12, registrando um aumento de 93,0% (R\$ 372 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T12):
  - (i) No 2T13, houve impacto na rubrica Despesas Legais, Judiciais e Indenizações, no

valor de 230 milhões, principalmente em função da classificação de risco de ações cíveis e trabalhistas do contencioso de massa da Companhia, para que as provisões reflitam a melhor estimativa corrente da administração. Esta estimativa está baseada em análises dos seus assessores legais externos e é fruto do contínuo monitoramento e controle de riscos da Companhia. Importante mencionar que esta constituição de provisões não afeta imediatamente o caixa;

- (ii) No 2T13, a CPFL Paulista e CPFL Piratininga incorreram em uma despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. Ambas discutiam, por meio de processos judiciais, a tomada de créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes de veículos operacionais, com valor total (incluindo principal, multa e juros) de R\$ 72 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção destas discussões, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a administração decidiu pela adesão ao programa, incorrendo, portanto, em uma despesa total no valor de R\$ 32 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 8 milhões para CPFL Paulista e R\$ 7 milhões para CPFL Piratininga) foram registrados na rubrica de Outras Despesas, enquanto multas e juros (R\$ 17 milhões), na rubrica Despesas Financeiras;
- (iii) Aumento **não-recorrente** relacionado à manutenção de ativos na Epasa (R\$ 9 milhões);
- (iv) Aumento **não-recorrente** relacionado à inventário físico de ativos referente a implantação do MCSPE no 2T12 (R\$ 7 milhões);
- (v) PMSO adicional da **CPFL Renováveis** (R\$ 8 milhões);
- (vi) PMSO adicional referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 7 milhões);
- (vii) Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa, devido ao despacho das térmicas (R\$ 63 milhões);
- (viii) Baixa de ativos nas Distribuidoras (R\$ 15 milhões);
- (ix) Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (R\$ 4 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T13 seria de R\$ 327 milhões, comparado a R\$ 301 milhões no 2T12, um aumento de 8,9% (R\$ 27 milhões).

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	2T13	2T12	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)</b>				
Pessoal	(188,7)	(172,3)	(16,4)	9,5%
Material	(94,5)	(19,5)	(75,0)	384,8%
Serviços de Terceiros	(128,1)	(136,9)	8,8	-6,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(360,0)	(70,9)	(289,1)	408,0%
<b>Total PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) - (A)</b>	<b>(771,3)</b>	<b>(399,6)</b>	<b>(371,8)</b>	<b>93,0%</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações	(230,3)	-	(230,3)	-
ICMS (Programa Especial de Parcelamento)	(14,8)		(14,8)	
Manutenção Ativos na Epsa	(9,1)	-	(9,1)	-
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09		(6,7)	6,7	-
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>(254,2)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(247,5)</b>	<b>-</b>
<b>Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)</b>				
PMSO adicional da CPFL Renováveis	(42,7)	(34,7)	(8,0)	-
PMSO referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect	(42,5)	(35,3)	(7,2)	-
Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível Epsa	(64,0)	(1,0)	(63,0)	-
Baixas de ativos na Distribuição	(15,1)		(15,1)	-
PDD	(25,5)	(21,3)	(4,2)	-
<b>(=) Total outros ajustes (C)</b>	<b>(189,8)</b>	<b>(92,3)</b>	<b>(97,5)</b>	<b>-</b>
<b>PMSO ajustado</b>				
Pessoal	(147,1)	(149,7)	2,7	-1,8%
Material	(22,9)	(16,1)	(6,9)	42,7%
Serviços de Terceiros	(100,3)	(90,6)	(9,7)	10,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(56,9)	(44,1)	(12,8)	29,1%
<b>Total PMSO ajustado (A - B - C)</b>	<b>(327,3)</b>	<b>(300,6)</b>	<b>(26,7)</b>	<b>8,9%</b>

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

- (i) Gastos com Material, que registraram aumento de 42,7% (R\$ 7,0 milhões), devido principalmente a aumento em manutenção de linhas e redes (R\$ 3,1 milhões) na CPFL Paulista;
- (ii) Gastos com Serviços de Terceiros, que aumentaram 10,7% (R\$ 10 milhões) principalmente pelos seguintes fatores:
  - ✓ Na RGE (R\$ 3 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com serviços

de comunicação, *call center*, frota de veículos e manutenção de linhas e redes;

- ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 5 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com manutenção de hardware e software e manutenção e conservação de linhas e redes;
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 29,3% (R\$ 13 milhões), devido principalmente ao aumento:
  - ✓ Na CPFL Geração (R\$ 3 milhões) principalmente pelo aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia gerada pelas usinas;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Gastos com pessoal, que registraram redução de 1,8% (R\$ 3 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 receber de R\$ 26 milhões no 2T13 e de R\$ 126 milhões no 2T12 (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 2T13 totalizou R\$ 601 milhões, registrando uma redução de 34,8% (R\$ 320 milhões).

## 5.6) Resultado Financeiro

No 2T13, a despesa financeira líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 456 milhões, um aumento de 123,4% (R\$ 252 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 204 milhões registrados no 2T12.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: redução de R\$ 70 milhões, passando de R\$ 161 milhões no 2T12 para R\$ 91 milhões no 2T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento em Renda de aplicações financeiras (R\$ 13 milhões), decorrente de aumento das disponibilidades;
  - (ii) Aumento em outras receitas financeiras (R\$ 10 milhões).

Parcialmente compensada por:

- (i) Redução da 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\$ 63 milhões) – R\$ 31 milhões **não recorrente**;
- (ii) Redução nos acréscimos e multas moratórias, atualização de créditos fiscais e nas

atualizações monetárias (R\$ 15 milhões);

- (iii) Redução nas atualizações de depósitos judiciais (R\$ 11 milhões), devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam esses itens;
  - (iv) Redução de receita financeira advinda da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 3 milhões
- Despesas Financeiras: aumento de 49,6% (R\$ 181 milhões), passando de R\$ 365 milhões no 2T12 para R\$ 546 milhões no 2T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Efeito **não recorrente** referente a atualização monetária (despesa) 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\$ 100 milhões);
    - (ii) Efeito **não recorrente** (R\$ 59 milhões) referente à adesão da CPFL Piratininga (R\$ 49 milhões) e CPFL Paulista (R\$ 10 milhões) ao Programa Especial de Parcelamento - PEP de ICMS devido a processos judiciais relacionados a (i) créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes e (ii) questionamento da metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, conforme explicados nos itens Receita Operacional e Custos e Despesas Operacionais;
    - (iii) Despesa financeira advinda da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 24 milhões, referente principalmente:
      - ✓ Aquisição dos parques eólicos Bons Ventos (157,5 MW) em junho de 2012 e dos ativos de co-geração à biomassa da Usina Ester (40 MW) em outubro de 2012;
      - ✓ Início das operações das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012; e
      - ✓ Início das operações dos parques eólicos Santa Clara (188 MW), em julho de 2012.
      - ✓ Início das operações da PCH Salto Góes (20 MW) e da usina solar Tanquinho (1 MWp) em dezembro de 2012.
    - (iv) Aumento de encargos de dívida (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução em outras despesas financeiras (R\$ 5 milhões).

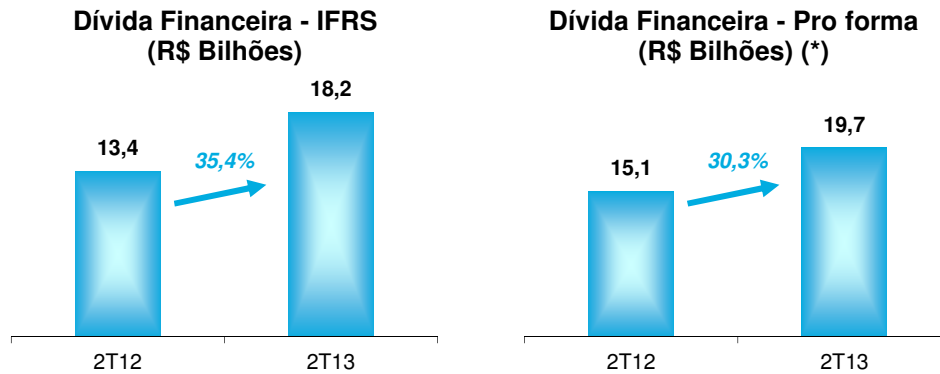
## 5.7) Lucro Líquido

No 2T13, o **lucro (prejuízo) líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)** foi de -R\$ 134 milhões. Este resultado reflete principalmente: (i) o aumento de despesas legais, judiciais e outras contingências; (ii) a implementação das revisões tarifárias periódicas no segmento de Distribuição; e (iii) o ajuste do ativo financeiro da concessão.



## 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\$ 18.162 milhões no 2T13, aumento de R\$ 4.749 milhões, ou 35,4%, em relação ao 2T12. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Da consolidação de 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que agregou cerca de R\$ 690 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Parte destes recursos, cerca de R\$ 51 milhões, foi assumida através da aquisição dos ativos de cogeração Ester realizadas no período. O montante restante, que totalizou cerca de R\$ 639 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\$ 3.769 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\$ 290 milhões.

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

- **CPFL Renováveis:** captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 639 milhões e assunção de dívidas no montante de R\$ 51 milhões:
  - + Emissões de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica (R\$ 230 milhões) e pela CPFL Renováveis (R\$ 150 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 92 milhões;
  - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 19 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
  - + Captações relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 98 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;

- + 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;
- + Emissão de cédula de crédito bancário pelo Parque Eólico Campo dos Ventos II, no montante de R\$ 35 milhões;
- Amortização de linhas de capital de giro relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada e ao Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 79 milhões;
- Amortização de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 92 milhões;
- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 54 milhões;
- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 49 milhões;
- Amortizações relacionadas à Jantus, no montante de R\$ 38 milhões, relativas a financiamento junto ao BNB;
- Amortizações relacionadas à Bons Ventos, no montante de R\$ 35 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);
- 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;
- Amortização relacionada à operação com ações resgatáveis (PCHs Alto Irani e Plano Alto), no montante de R\$ 22 milhões;
- + Endividamento proveniente da aquisição da UTE Ester pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 51 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES.
- Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 2.250 milhões:
  - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (6ª Emissão de R\$ 660 milhões e 7ª Emissão de R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (6ª Emissão de R\$ 110 milhões e 7ª Emissão de R\$ 235 milhões) e RGE (6ª Emissão de R\$ 500 milhões e 7ª Emissão de R\$ 170 milhões);
  - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 49 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 64 milhões), RGE (R\$ 299 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 40 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 25 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 43 milhões), CPFL Jaguarí (R\$ 44 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 11 milhões);
  - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Leste Paulista (R\$ 2 milhões);
  - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 374 milhões;
  - Amortizações de principal das debêntures da RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões) e CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 427 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 Jaguarí (R\$ 4 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 6 milhões);

- Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 17 milhões.
- CPFL Geração e Ceran: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.455 milhões:
  - + Emissão de debêntures pelo CPFL Geração (5ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Geração e CPFL Brasil;
  - + Emissão de notas promissórias pela CPFL Geração (R\$ 460 milhões);
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 42 milhões) e Ceran (R\$ 55 milhões).
- CPFL Brasil e CPFL Serviços: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 1.076 milhões:
  - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Serviços (R\$ 8 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 20 milhões) e CPFL Brasil (R\$ 1 milhão);
  - 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 Brasil (R\$ 11 milhões);
  - Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 2 milhões.
- CPFL Energia (Holding): captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.140 milhões:
  - + Emissão de debêntures pelo CPFL Energia (4ª Emissão de R\$ 1.290 milhões);
  - Amortização de principal das debêntures da CPFL Energia (3ª Emissão de R\$ 150 milhões).

A CPFL Energia adota uma estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas num prazo de 18 a 24 meses. A última captação com este propósito foi realizada em fevereiro de 2013 através da emissão de debêntures, no montante total de R\$ 910 milhões. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 2,4 ponto percentual para 8,0% a.a..

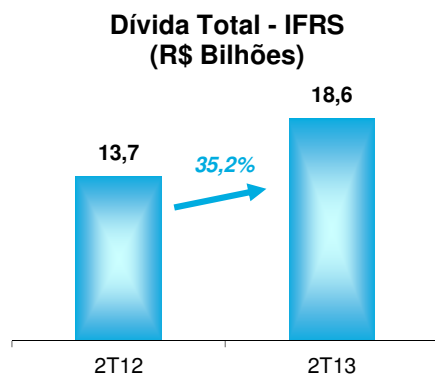
Em relação ao perfil de seu endividamento, considerando a consolidação proporcional da Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa, o prazo médio da dívida é de 4,0 anos.

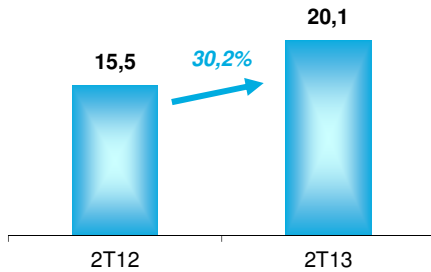
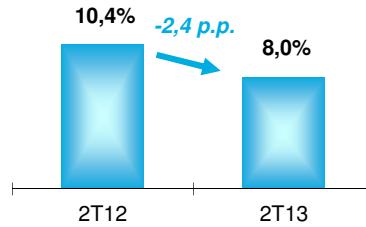
Dívida Financeira - 2T13 - IFRS (R\$ Mil)								
	Encargos		Principal		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
<b>Moeda Nacional</b>								
BNDES - Repotenciação	9	-	2.969	-	2.978	-	2.978	
BNDES - Investimento	16.901	-	1.001.734	3.777.942	1.018.635	3.777.942	4.796.577	
BNDES - Bens de Renda	45	-	1.875	6.349	1.920	6.349	8.269	
BNDES - Capital de Giro	24	-	6.895	-	6.919	-	6.919	
Instituições Financeiras	99.715	44.681	1.155.813	1.243.172	1.255.528	1.287.853	2.543.381	
Outros	791	-	11.786	21.492	12.577	21.492	34.069	
<b>Sub-Total</b>	<b>117.485</b>	<b>44.681</b>	<b>2.181.072</b>	<b>5.048.955</b>	<b>2.298.557</b>	<b>5.093.636</b>	<b>7.392.193</b>	
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Instituições Financeiras	24.158	-	229.385	2.625.286	253.543	2.625.286	2.878.829	
<b>Sub-Total</b>	<b>24.158</b>	<b>-</b>	<b>229.385</b>	<b>2.625.286</b>	<b>253.543</b>	<b>2.625.286</b>	<b>2.878.829</b>	
<b>Debêntures</b>								
CPFL Energia	17.224	-	150.000	1.437.174	167.224	1.437.174	1.604.398	
CPFL Paulista	43.600	-	-	1.644.200	43.600	1.644.200	1.687.799	
CPFL Piratininga	17.321	-	-	762.813	17.321	762.813	780.134	
RGE	27.509	-	126.667	737.609	154.176	737.609	891.785	
CPFL Santa Cruz	320	-	-	64.776	320	64.776	65.096	
CPFL Brasil	1.522	-	-	227.412	1.522	227.412	228.934	
CPFL Geração	16.802	-	-	2.029.990	16.802	2.029.990	2.046.792	
CPFL Renováveis	29.085	-	34.013	1.061.915	63.098	1.061.915	1.125.014	
<b>Sub-Total</b>	<b>153.383</b>	<b>-</b>	<b>310.680</b>	<b>7.965.889</b>	<b>464.063</b>	<b>7.965.889</b>	<b>8.429.952</b>	
<b>Dívida Financeira</b>	<b>295.026</b>	<b>44.681</b>	<b>2.721.137</b>	<b>15.640.130</b>	<b>3.016.163</b>	<b>15.684.811</b>	<b>18.700.974</b>	
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(845)</b>	<b>(537.890)</b>	<b>(538.735)</b>	
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.015.318</b>	<b>15.146.921</b>	<b>18.162.239</b>	
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	16,6%	83,4%	100%	

Do total do endividamento de R\$ 18.162 milhões no 2T13, R\$ 15.146 milhões (83,4%) são considerados de longo prazo e R\$ 3.016 milhões (16,6%) são considerados de curto prazo. No 2T12, do total de R\$ 13.413 milhões, R\$ 11.584 milhões (86,4%) eram considerados de longo prazo e R\$ 1.829 milhões (13,6%) eram considerados de curto prazo.

A posição de caixa ao final do 2T13 possui índice de cobertura de 2,0x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2015.

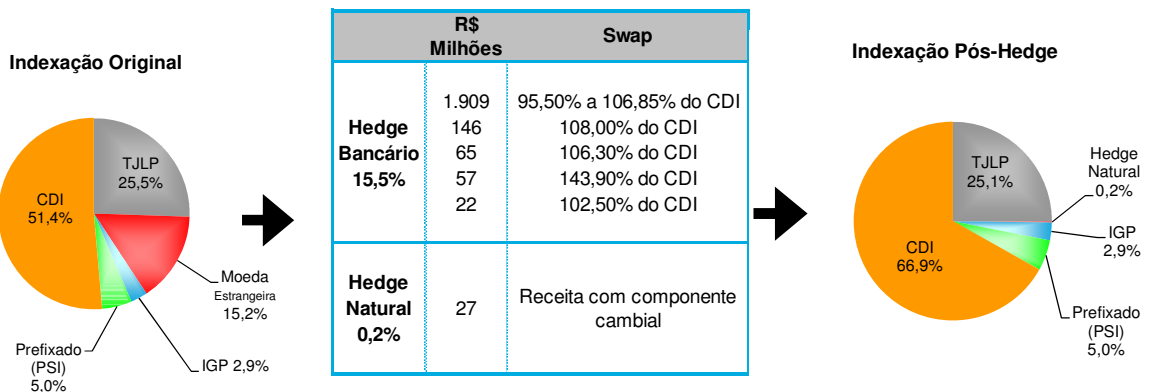
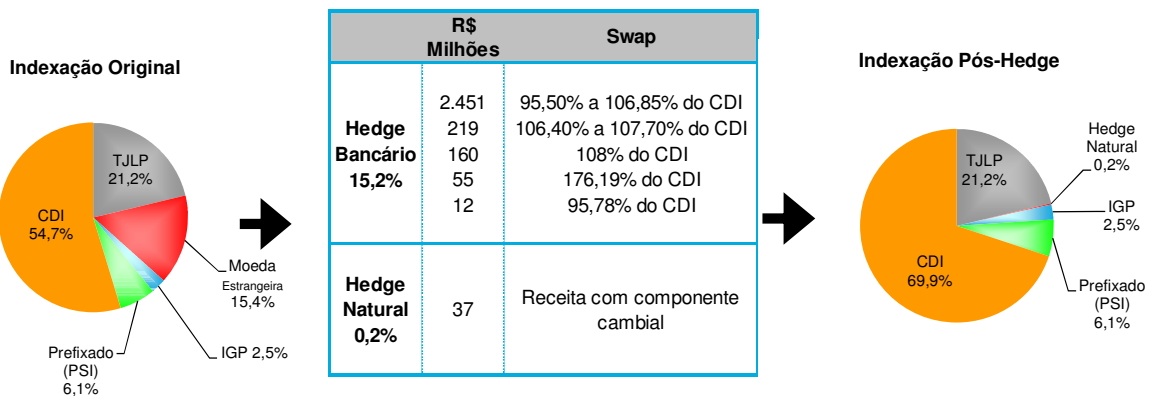
## 6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + Hedge + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



**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\$ 18.550 milhões no 2T13, aumento de 35,2%. O seu custo médio nominal passou de 10,4% a.a., no 2T12, para 8,0% a.a., no 2T13, em função da redução do CDI (de 10,7% para 7,2%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

**Perfil da Dívida – IFRS – 2T12**

**Perfil da Dívida – IFRS – 2T13**


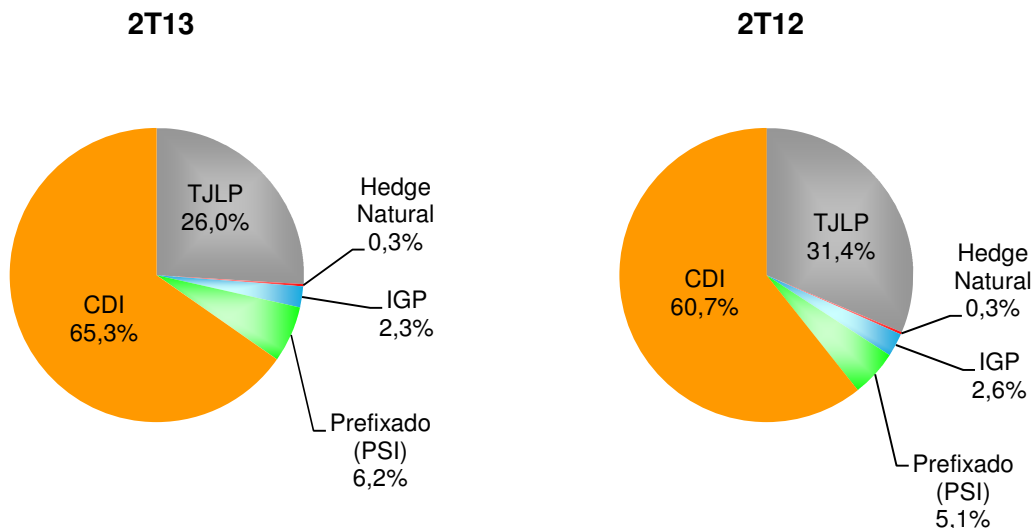
Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 66,9%, no 2T12, para 69,9%, no 2T13) e prefixadas-PSI (de 5,0%, no 2T12, para 6,1%, no 2T13), e uma diminuição da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 25,1%, no 2T12, para 21,2%, no 2T13) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,9%, no 2T12, para 2,5%, no 2T13).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 15,4%, 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 – 2T13 vs. 2T12



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

### 6.3) Dívida Líquida e Alavancagem

IFRS - R\$ Mil	2T13	2T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(18.162.239)	(13.413.488)	35,4%
(+) Disponibilidades	5.419.584	1.958.321	176,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(12.742.655)</b>	<b>(11.455.167)</b>	<b>11,2%</b>

Pro forma (*) - R\$ Mil	2T13	2T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(19.735.778)	(15.149.344)	30,3%
(+) Disponibilidades	5.474.916	2.014.281	171,8%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(14.260.862)</b>	<b>(13.135.064)</b>	<b>8,6%</b>

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

No 2T13, a dívida líquida atingiu R\$ 12.743 milhões, um aumento de 11,2% ou R\$ 1.287 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 2T12 no montante de R\$ 11.455 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 4.749 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 6.1;
- Aumento de R\$ 3.461 milhões no saldo de caixa, de R\$ 1.958 milhões no 2T12 para R\$ 5.420 milhões no 2T13, explicado principalmente por:
  - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 2.535 milhões;
  - (ii) Pagamento de aquisições (Ester): -R\$ 139 milhões;
  - (iii) Investimentos realizados no período: -R\$ 2.223 milhões;
  - (iv) Captações líquidas no período: +R\$ 4.403 milhões;
  - (v) Pagamento de dividendos: -R\$ 1.117 milhões;
  - (vi) Demais movimentações: +R\$ 2 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\$ 12.572 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.676 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T13 alcançou 3,42x (valor ainda sob revisão pelos auditores independentes na data deste relatório). Vale ressaltar que esta alavancagem foi fortemente impactada pelas multas e provisões lançadas nesse trimestre, no valor de R\$ 277 milhões. Considerando-se a dívida líquida sem ajuste e o EBITDA reportado IFRS acumulado de 12 meses até o final do 2T13 no valor de R\$ 3.590 milhões, a Companhia teria encerrado o trimestre com uma alavancagem líquida de 3,55x.

## 7) INVESTIMENTOS

No 2T13, foram realizados investimentos de R\$ 498 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 211 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 274 milhões à geração (R\$ 271 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 13 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.030 milhões de investimentos no 1S13, dos quais R\$ 444 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 571 milhões à geração (R\$ 565 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 15 milhões à comercialização e serviços.

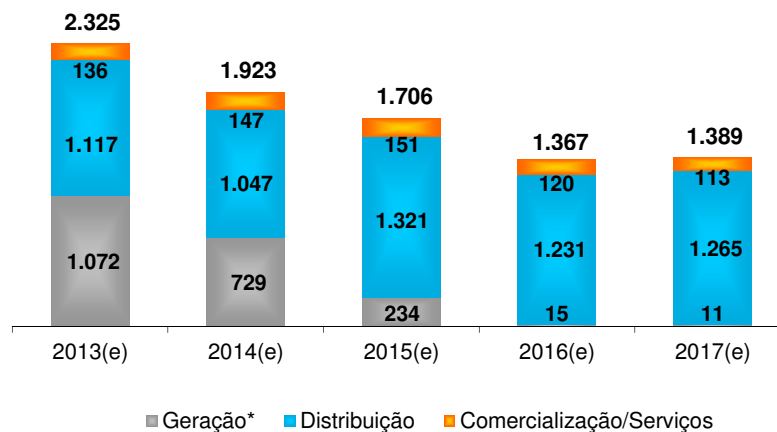
Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T13 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (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 às UTEs Alvorada e Coopcana, Parque Eólico Campo dos Ventos II e Complexos Eólicos Macacos I, Atlântica, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos em construção.

### Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

#### 100% CPFL Renováveis e Ceran

(R\$ milhões)



Nota: (\*) Considera 100% da CPFL Renováveis e Ceran e participação proporcional nos outros projetos de geração.



## 8) DIVIDENDOS

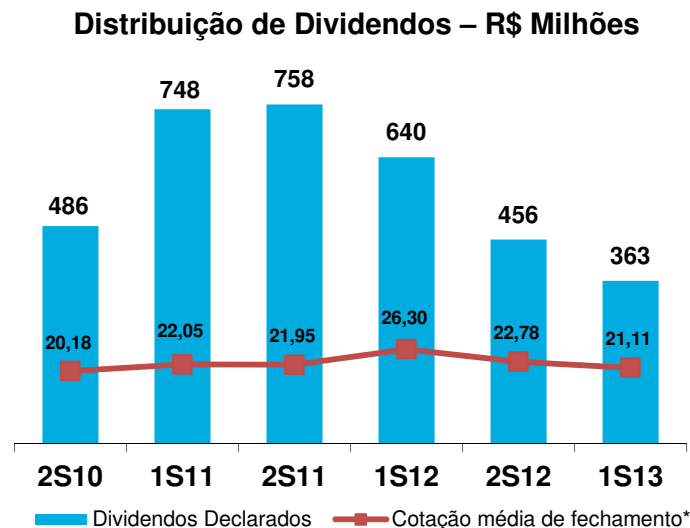
A CPFL Energia declarou a distribuição de dividendos intermediários, referentes ao 1S13, no montante de R\$ 363 milhões, equivalentes a R\$ 0,377282126 por ação.

Terão direito aos dividendos os acionistas detentores de ações em 22 de agosto de 2013, e a partir de 23 de agosto de 2013 as ações serão negociadas ex-dividendo, tanto na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA), como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE).

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S11	2S11	1S12	2S12	1S13
Dividend Yield - últimos 12 meses <sup>(1)</sup>	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%.

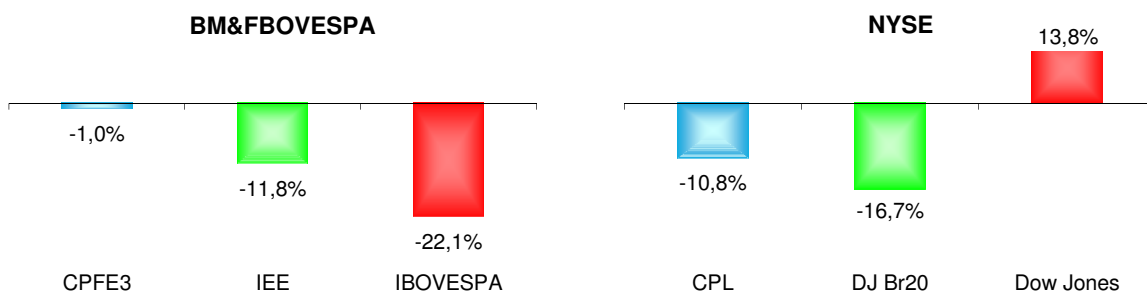
## 9) MERCADO DE CAPITAIS

### 9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,5% 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.

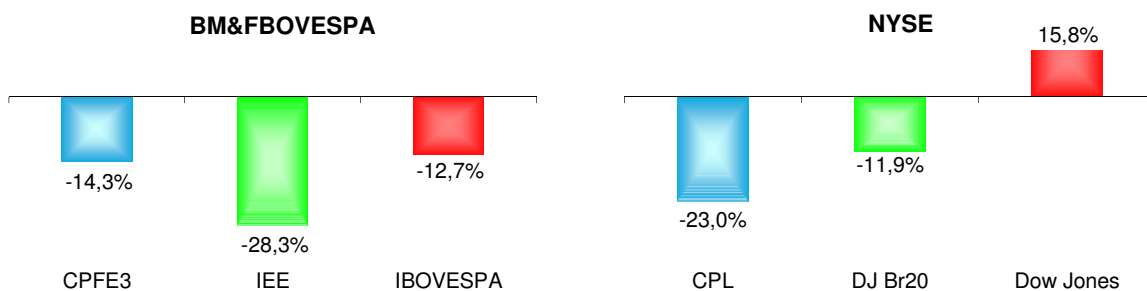
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 20,71 por ação e US\$ 18,29 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/06/2013).

#### Desempenho das Ações – 1S13 (com proventos)



No 1S13, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 1,0% na BM&FBOVESPA e de 10,8% na NYSE.

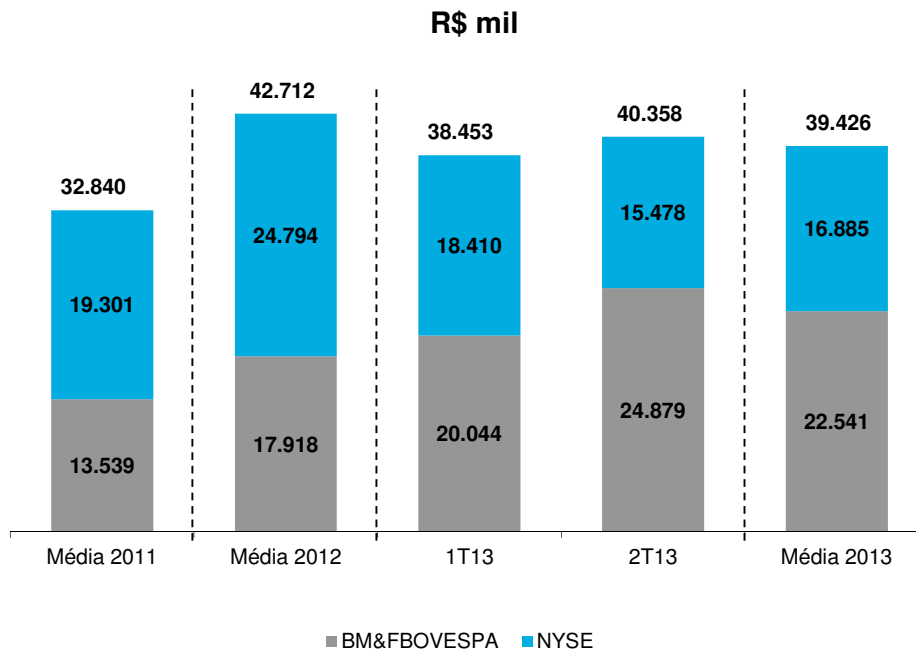
#### Desempenho das Ações - Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 14,3% na BM&FBOVESPA e de 23,0% na NYSE.

## 9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1S13 foi de R\$ 39,4 milhões, sendo R\$ 22,5 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 16,9 milhões na NYSE, representando uma redução de 7,7% em relação a 2012. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 36,9%, passando de uma média diária de 3.081 negócios, em 2012, para 4.217 negócios, no 1S13.



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

## 9.3) Ratings

Em maio 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:

<b>Ratings CPFL Energia - Escala Nacional</b>					
<b>Agência</b>		<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2T13</b>
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, 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.

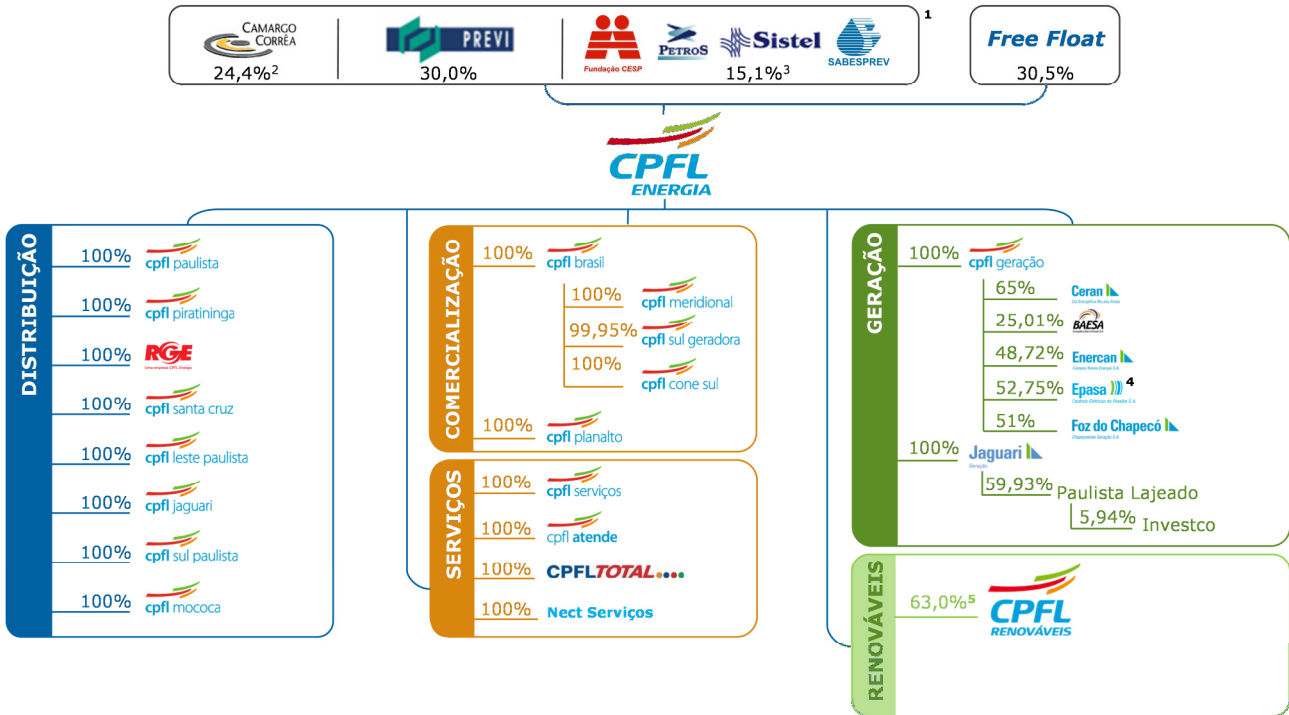
A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são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

## 11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2013

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 63,0% 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)						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.696.551</b>	<b>4.138.322</b>	<b>-10,7%</b>	<b>7.527.146</b>	<b>8.303.182</b>	<b>-9,3%</b>
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.629.307</b>	<b>4.026.537</b>	<b>-9,9%</b>	<b>7.553.310</b>	<b>8.055.905</b>	<b>-6,2%</b>
<b>Receita Líquida (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>2.601.928</b>	<b>2.648.158</b>	<b>-1,7%</b>	<b>5.259.238</b>	<b>5.247.581</b>	<b>0,2%</b>
<b>Receita Líquida (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(1)</sup></b>	<b>2.522.156</b>	<b>2.555.331</b>	<b>-1,3%</b>	<b>5.275.093</b>	<b>5.044.851</b>	<b>4,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(1.769.836)	(1.848.888)	-4,3%	(3.275.810)	(3.500.454)	-6,4%
Custos e Despesas Operacionais	(972.960)	(774.800)	25,6%	(1.758.184)	(1.442.931)	21,8%
Resultado do Serviço	118.330	346.211	-65,8%	743.070	895.247	-17,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(2)</sup></b>	<b>228.515</b>	<b>470.706</b>	<b>-51,5%</b>	<b>962.047</b>	<b>1.090.489</b>	<b>-11,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>254.318</b>	<b>596.947</b>	<b>-57,4%</b>	<b>841.307</b>	<b>1.194.783</b>	<b>-29,6%</b>
Resultado Financeiro	(279.466)	(31.138)	797,5%	(297.841)	(93.593)	218,2%
Lucro antes da Tributação	(161.137)	315.073		445.229	801.654	-44,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(100.794)</b>	<b>220.511</b>		<b>297.133</b>	<b>539.462</b>	<b>-44,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(4)</sup></b>	<b>(82.110)</b>	<b>301.344</b>		<b>220.566</b>	<b>604.728</b>	<b>-63,5%</b>

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 (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (4) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.9.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta (IFRS + Receita de construção) no 2T13 atingiu R\$ 3.956 milhões, representando uma redução de 11,3% (R\$ 504 milhões). 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\$ 3.696 milhões, uma redução de 10,7% (R\$ 442 milhões).

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

- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -16,4%, no período entre 2T12 e 2T13, no valor de R\$ 466 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 0,7% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 31 milhões (mercado + mix);
- Redução de R\$ 59 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;  
Parcialmente compensado por
- Aumento de R\$ 114 milhões em Outras Receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.095 milhões, representando uma redução de 26,5% (R\$ 396 milhões), devido aos seguintes reduções:

- (i) de 100,0% na CCC (R\$ 161 milhões);
- (ii) de 73,4% na CDE (R\$ 107 milhões);
- (iii) de 5,1% na PIS e Cofins (R\$ 17 milhões);
- (iv) de 10,5% no ICMS (R\$ 81 milhões);
- (v) de 24,6% (R\$ 8 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética;
- (vi) de R\$ 26 milhões na RGR; e
- (vii) outros (R\$ 2 milhões).

Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 31,7% no Proinfa (R\$ 6 milhões).

No 2T13, a CPFL Piratininga incorreu em uma despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. A empresa possuía processo em que questionava a metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, com valor total (incluindo valor principal, multa e juros) de R\$ 159 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção desta discussão, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a administração decidiu pela adesão ao programa, reduzindo os custos totais em relação a este litígio para R\$ 73 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 32 milhões) foram registrados na rubrica Deduções da Receita (incluído no item (iv) acima), enquanto multas e juros (R\$ 41 milhões), na rubrica Despesas Financeiras.

A receita operacional líquida (IFRS + Receita de construção) atingiu R\$ 2.861 milhões no 2T13, representando uma redução de 3,7% (R\$ 109 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.602 milhões, uma redução de 1,7% (R\$ 46 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\$ 1.770 milhões no 2T13, representando uma redução de 4,3% (R\$ 79 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 2T13 foi de R\$ 1.596 milhões, o que representa um aumento de 4,8% (R\$ 73 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento de 125,3% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 71 milhões); devido ao aumento de 206,0% na quantidade de energia comprada (145 GWh) parcialmente compensado pela redução de 26,4% no preço médio de compra;
  - (ii) Aumento de 3,3% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 42 milhões), devido ao aumento de 7,7% no preço médio de compra parcialmente compensado pela redução de 4,1% (354 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento de 9,5% no custo de energia de Itaipu (R\$ 27 milhões), decorrente principalmente do aumento de 9,5% no preço médio de compra;
  - (iv) Aumento de 6,7% no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 7,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 3,0% (7 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de R\$ 64 milhões devido ao aporte 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\$ 174 milhões no 2T13, redução de 46,6% (R\$ 152 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aporte de R\$ 61 milhões devido ao aporte CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
  - (ii) Redução de 51,7% nos encargos da rede básica (R\$ 136 milhões), devido principalmente as reduções de 50,4% (R\$ 66 milhões) na CPFL Paulista, de 44,7% na RGE (R\$ 21 milhões) e de 57,9% (R\$ 38 milhões) na CPFL Piratininga 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 62,8% nos encargos de Itaipu (R\$ 15 milhões);
  - (iv) Redução de 45,7% nos encargos de conexão (R\$ 9 milhões);
  - (v) Redução de 45,9% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 3 milhões)

Parcialmente compensados por:

- (i) Aumento de 194,4% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 44 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$ 19 milhões na CPFL Paulista, R\$ 9 milhões na CPFL Piratininga e de R\$ 9 milhões na RGE;
- (ii) Aumento de 52,2% nos encargos de energia de reserva (R\$ 12 milhões);
- (iii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 16 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 973 milhões no 2T13, registrando um aumento de 25,6% (R\$ 198 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 19,4% (R\$ 63 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\$ 259 milhões no 2T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 2 milhões no 2T12, em virtude da mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33 – Benefícios a empregados que passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2013, passou a representar uma despesa de R\$ 9 milhões no 2T12. No 2T13, essa despesa subiu para R\$ 20 milhões, resultando em uma variação negativa de R\$ 11 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 11,9% (R\$ 15 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Efeito da contabilização, no montante de R\$ 22 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. A partir do 2T12, esses créditos que eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil;
  - (ii) Aumento de R\$ 7 milhões devido ao aumento na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição devido a novos investimentos
- PMSO, item que atingiu R\$ 583 milhões no 2T13, comparado a R\$ 319 milhões no 2T12, registrando um aumento de 83,0% (R\$ 264 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T12):



- (i) No 2T13, houve impacto na rubrica Despesas Legais, Judiciais e Indenizações, no valor de R\$ 229 milhões, principalmente em função da classificação de risco de ações cíveis e trabalhistas do contencioso de massa da Companhia, para que as provisões reflitam a melhor estimativa corrente da administração. Esta estimativa está baseada em análises dos seus assessores legais externos e é fruto do contínuo monitoramento e controle de riscos da Companhia. Importante mencionar que esta constituição de provisões não afeta imediatamente o caixa;
- (ii) No 2T13, a CPFL Paulista e CPFL Piratininga incorreram em uma despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. Ambas discutiam, por meio de processos judiciais, a tomada de créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes de veículos operacionais, com valor total (incluindo principal, multa e juros) de R\$ 72 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção destas discussões, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a administração decidiu pela adesão ao programa, incorrendo, portanto, em uma despesa total no valor de R\$ 32 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 8 milhões para CPFL Paulista e R\$ 7 milhões para CPFL Piratininga) foram registrados na rubrica de Outras Despesas, enquanto multas e juros (R\$ 17 milhões), na rubrica Despesas Financeiras;
- (iii) Aumento **não-recorrente** relacionado a inventário físico de ativos referente a implantação do MCSPE no 2T12 (R\$ 7 milhões);
- (iv) Baixa de ativos nas Distribuidoras (R\$ 15 milhões);
- (v) Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (R\$ 4 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T13 seria de R\$ 299 milhões, comparado a R\$ 291 milhões no 2T12, um **aumento de 2,9% (R\$ 8 milhões)**.

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

- (i) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 6,7% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à redução dos gastos com manutenção em subestações;
  - ✓ Na RGE (R\$ 3 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com serviços de comunicação, *call center*, frota de veículos e manutenção de linhas e redes;
  - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 5 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com manutenção de hardware e software e manutenção e conservação de linhas e redes;
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 26,0% (R\$ 4 milhões), principalmente em função do aumento em manutenção de linhas e redes na CPFL Paulista (R\$ 3 milhões);
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 8,7% (R\$ 3 milhões);  
Parcialmente compensados por:
- (iv) Gastos com pessoal, que registraram redução líquida de 4,8% (R\$ 6 milhões).

## Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um líquido a receber de R\$ 26 milhões no 2T13 e de R\$ 126

milhões no 2T12 (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 2T13 totalizou R\$ 228 milhões, registrando uma redução de 51,4% (R\$ 242 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 279 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 66 milhões no 2T12 (R\$ 214 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) **Receitas Financeiras:** redução de 26,7% (R\$ 25 milhões), passando de R\$ 95 milhões no 2T12 para R\$ 70 milhões no 2T13 devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Redução da Receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 29 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\$ 7 milhões);
  - ✓ Redução de atualização de depósitos judiciais (R\$ 5 milhões);
  - ✓ Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões);Parcialmente compensados por:
  - ✓ Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 17 milhões) em virtude de maior saldo de disponibilidades;
  - ✓ Aumento em Outras Receitas Financeiras (R\$ 6 milhões).
- (ii) **Despesas Financeiras:** aumento de R\$ 188 milhões, passando de R\$ 161 milhões no 2T12 para R\$ 349 milhões no 2T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Aumento da Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 100 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\$ 28 milhões);
  - ✓ Aumento em outras despesas financeiras (R\$ 60 milhões), principalmente pelo efeito não recorrente (R\$ 59 milhões) referente à adesão da CPFL Piratininga (R\$ 49 milhões) e CPFL Paulista (R\$ 10 milhões) ao Programa Especial de Parcelamento - PEP de ICMS devido a processos judiciais relacionados a (i) créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes e (ii) questionamento da metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, conforme explicados nos itens Receita Operacional e Custos e Despesas Operacionais.

## Lucro Líquido

No 2T13, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 101 milhões.

### 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 <sup>(1)</sup>
CPFL Santa Cruz	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Leste Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Jaguari	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Sul Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Mococa	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
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%
<b>Efeito médio</b>	<b>-7,10%</b>	<b>0,08%</b>	<b>9,00%</b>	<b>8,10%</b>	<b>-3,72%</b>
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 16 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.369, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 8,79%, sendo 7,71% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,08% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário,

correspondendo a um efeito médio de 5,50% a ser percebido pelos consumidores. Este Reajuste Tarifário é a soma do Reajuste Tarifário Anual com o Reposicionamento Tarifário mencionado no item “12.1.2”, além de considerar a devolução da tarifa congelada (1/3). As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012.

## 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%
<b>IRT Total</b>	<b>7,00%</b>	<b>2,27%</b>	<b>2,71%</b>	<b>6,48%</b>	<b>9,32%</b>
<b>Efeito Médio</b>	<b>5,10%</b>	<b>2,21%</b>	<b>2,68%</b>	<b>3,36%</b>	<b>-0,94%</b>

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 Jaguari	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%
<b>IRT Total</b>	<b>-11,4%</b>	<b>-15,8%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-18,4%</b>	<b>-25,4%</b>	<b>-14,9%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-10,2%</b>
<b>Efeito médio</b>	<b>-22,8%</b>	<b>-20,4%</b>	<b>-24,4%</b>	<b>-23,8%</b>	<b>-25,3%</b>	<b>-26,4%</b>	<b>-23,7%</b>	<b>-26,7%</b>

## 12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>605.927</b>	<b>523.668</b>	<b>15,7%</b>	<b>1.245.115</b>	<b>994.375</b>	<b>25,2%</b>
Receita Operacional Líquida	536.770	460.925	16,5%	1.102.749	876.179	25,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>(4.770)</b>	<b>47.770</b>		<b>16.749</b>	<b>137.736</b>	<b>-87,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(1.548)</b>	<b>14.604</b>		<b>13.318</b>	<b>55.440</b>	<b>-76,0%</b>

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 2T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 606 milhões, representando um aumento de 15,7% (R\$ 82 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 537 milhões, representando um aumento de 16,5% (R\$ 76 milhões).

### EBITDA

No 2T13, o EBITDA registrou um prejuízo de R\$ 5 milhões, redução de R\$ 53 milhões.

### Lucro Líquido

No 2T13, o prejuízo líquido foi de R\$ 2 milhões, redução de 111% (R\$ 16 milhões).

## 12.3) Segmento de Geração Convencional

### 12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)</b>	<b>489.295</b>	<b>388.652</b>	<b>25,9%</b>	<b>947.233</b>	<b>774.322</b>	<b>22,3%</b>
Receita Operacional Líquida	454.368	364.412	24,7%	879.604	725.616	21,2%
Custo com Energia Elétrica	(58.867)	(23.727)	148,1%	(181.640)	(55.548)	227,0%
Custos e Despesas Operacionais	(174.056)	(113.120)	53,9%	(303.871)	(212.618)	42,9%
Resultado do Serviço	221.445	227.565	-2,7%	394.093	457.450	-13,9%
<b>EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)<sup>(1)</sup></b>	<b>284.549</b>	<b>311.600</b>	<b>-8,7%</b>	<b>519.671</b>	<b>606.580</b>	<b>-14,3%</b>
Resultado Financeiro	(107.977)	(100.883)	7,0%	(209.179)	(204.324)	2,4%
Lucro antes da Tributação	113.468	126.683	-10,4%	184.913	253.126	-26,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>84.875</b>	<b>88.437</b>	<b>-4,0%</b>	<b>131.592</b>	<b>172.422</b>	<b>-23,7%</b>

Notas:

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

### Receita Operacional

No 2T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 489 milhões, representando um aumento de 25,9% (R\$ 101 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 454 milhões, representando um aumento de 24,7% (R\$ 90 milhões).

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

- (i) Incremento de receita da Epasa no montante de R\$ 62 milhões, devido aos seguintes fatores:
  - ✓ Despacho térmico determinado pelo ONS (R\$ 55 milhões);
  - ✓ Liquidação financeira a PLD referente à compra para lastro (R\$ 7 milhões).
- (ii) Incremento de receita, no montante de R\$ 39 milhões, decorrente do reajuste de tarifa de contratos bilaterais;
- (iii) Menor liquidação de energia secundária em relação ao 2T12 no valor de R\$ 5 MM em Baesa, Enercan, Ceran e Foz do Chapecó;  
Parcialmente compensado por:
- (iv) Outros efeitos, no valor de R\$ 6 milhões.

### Custo com Energia Elétrica

No 2T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 59 milhões, representando um aumento de 148,1% (R\$ 35 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento **não-recorrente** de R\$ 3 milhões em 2T13 no custo da energia comprada para revenda referente à geração a menor dentro do MRE (GSF);
- (ii) Acréscimo na variação de custo de energia de 2T12 para 2T13 da Epasa no montante de R\$ 11 milhões, devido aos seguintes fatores:
  - ✓ Compra de energia a PLD para lastro no montante de R\$ 7 milhões;
  - ✓ Reversão da provisão da TUST em 2T12 por deliberação da Aneel, aumentando a variação em comparação com 2T13 em R\$ 6 milhões.
- (iii) Incremento **não-recorrente** de R\$ 8 milhões na provisão do encargo ESS – Segurança Energética referente ao rateio entre todos os agentes de mercado da energia comprada no acionamento de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: Resolução CNPE 03/2013;
- (iv) Adicional de R\$ 5 milhões na compra de energia da Paulista Lajeado para cumprimento de contrato realizado no começo de 2013 em Leilão de Chamada Pública;
- (v) Outros (R\$ 8 milhões).

### Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 174 milhões no 2T13, comparados a R\$ 113 milhões no 2T12, um aumento de 53,9 % (R\$ 61 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 111 milhões, registrando um aumento de R\$ 81 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T12):
  - ✓ Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa, devido ao despacho das térmicas (R\$ 64 milhões);
  - ✓ Aumento **não-recorrente** de manutenção na Epasa (R\$ 9 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T13 seria de R\$ 38 milhões, comparado a R\$ 29 milhões no 2T12, um aumento de 29,7 % (R\$ 9 milhões).

- (ii) Na CPFL Geração (R\$ 3 milhões) principalmente pelo aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia

gerada pelas usinas;

- (iii) Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 63 milhões, registrando uma redução de 24,9% (R\$ 21 milhões), em relação a 2T12 (R\$ 84 milhões), devido ao item **não-recorrente** no 2T12: ajustes contábeis (de UBP e depreciação) das usinas (R\$ 21 milhões).

## EBITDA

No 2T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 285 milhões, comparado a R\$ 312 milhões no 2T12, uma redução de 8,7% (R\$ 27 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 108 milhões, representando um aumento de 7,0% (R\$ 7 milhões) em relação ao 2T12. Dessa variação, as Despesas Financeiras passaram de R\$ 111 milhões no 2T12 para R\$ 112 milhões no 2T13 (aumento de R\$ 1 milhão), enquanto as Receitas Financeiras passaram de R\$ 10 milhões no 2T12 para R\$ 4 milhões no 2T13 (redução de R\$ 6 milhões).

## Lucro Líquido

No 2T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 85 milhões, comparado a R\$ 88 milhões no 2T12, uma redução de 4,0% (R\$ 4 milhões).

## 12.4) CPFL Renováveis

### 12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>199.120</b>	<b>161.406</b>	<b>23,4%</b>	<b>443.744</b>	<b>304.650</b>	<b>45,7%</b>
Receita Operacional Líquida	186.706	151.142	23,5%	415.692	285.803	45,4%
Custo com Energia Elétrica	(45.295)	(24.591)	84,2%	(88.504)	(47.543)	86,2%
Custos e Despesas Operacionais	(130.368)	(94.708)	37,7%	(260.497)	(174.394)	49,4%
Resultado do Serviço	11.044	31.843	-65,3%	66.692	63.867	4,4%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>98.682</b>	<b>91.845</b>	<b>7,4%</b>	<b>238.996</b>	<b>171.397</b>	<b>39,4%</b>
Resultado Financeiro	(63.333)	(36.822)	72,0%	(129.006)	(59.451)	117,0%
Lucro antes da Tributação	(52.289)	(4.979)	950,1%	(62.314)	4.415	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(51.642)</b>	<b>(5.528)</b>	<b>834,2%</b>	<b>(66.798)</b>	<b>5.502</b>	

Nota:

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

## Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 2T13, 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 dos parques eólicos Bons Ventos (157,5 MW) em junho de 2012 e dos ativos de co-geração à biomassa da Usina Ester (40 MW) em outubro de 2012;
- (ii) Início das operações das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012;



- (iii) Início das operações dos parques eólicos Santa Clara (188 MW) em julho de 2012;
- (iv) Inauguração da Usina Solar Tanquinho (1,1 MW) em novembro de 2012; e
- (v) Início das operações da PCH Salto Góes (20MW) em dezembro de 2012.

## Receita Operacional

No 2T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 199 milhões, representando um aumento de 23,4% (R\$ 38 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 187 milhões, representando um aumento de 23,5% (R\$ 36 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

No 2T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 45 milhões, representando um aumento de 84,2% (R\$ 21 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 2T13, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 130 milhões, representando um aumento de R\$ 36 milhões, como segue:

- (i) PMSO adicional, no valor de R\$ 8 milhões;
- (ii) Depreciação e Amortização adicional, no valor de R\$ 28 milhões.

## EBITDA

No 2T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 99 milhões, aumento de 7,4% (R\$ 7 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 63 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 37 milhões no 2T12 (aumento de R\$ 26 milhões), devido principalmente à despesa financeira adicional (R\$ 23 milhões) e à redução na receita financeira (R\$ 3 milhões).

## Lucro Líquido

No 2T13, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 52 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 6 milhões no 2T12.

Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da CPFL Renováveis para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios, além da maior despesa com depreciação e amortização em função do início da operação comercial de vários empreendimentos no período.

### 12.4.2) Status dos Projetos de Geração

Em 30 de junho de 2013, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totalizava 1.153 MW de capacidade instalada em operação e 582 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 15 parques eólicos (555 MW), 6 usinas termelétricas

a biomassa (270 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 18 parques eólicos (482 MW) e 2 usinas termelétricas a biomassa (100 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, em 30 de junho de 2013:

CPFL Renováveis - portfólio					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	555	270	1	<b>1.153</b>
Em construção	-	482	100	-	<b>582</b>
Em desenvolvimento	626	3.192	-	-	<b>3.818</b>
<b>TOTAL</b>	<b>953</b>	<b>4229</b>	<b>370</b>	<b>1</b>	<b>5.553</b>

### UTE Coopcana

A UTECoopcana, localizada em São Carlos do Ivaí-PR, encontra-se em fase de construção (95% das obras realizadas – junho de 2013), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

### UTE Alvorada

A UTE Alvorada, localizada em Araporã-MG, encontra-se em fase de construção (92% das obras realizadas – junho de 2013), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

### Parque Eólico Campo dos Ventos II

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, encontra-se em fase de construção (82% das obras realizadas – junho de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. 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).

### 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 (61% das obras realizadas – junho de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. 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 (61% das obras realizadas – junho de 2013), 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 (10% das obras realizadas – junho de 2013), 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 (8% das obras realizadas – junho de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T16. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MWmédios.

#### 12.4.3) Evento Subsequente

#### Aquisição dos Parques Eólicos Rosa dos Ventos (em operação)

Em 18 de junho de 2013, a CPFL Renováveis emitiu Comunicado ao Mercado informando que, naquela data, celebrou com Martifer Renováveis Geração de Energia e Participações S.A. (“Vendedor”) contrato de compra e venda de 100% das ações da sociedade Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. (“Rosa dos Ventos”) (a “Aquisição”). A Rosa dos Ventos detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) para explorar os parques eólicos (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW (“Parques Eólicos”). Os Parques Eólicos localizam-se no litoral do Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O preço total da Aquisição é de R\$ 99,7 milhões (“Preço de Aquisição”), que compreende: (i) o valor de R\$ 62,0 milhões a ser pago ao Vendedor; e (ii) a assunção de dívida líquida da Rosa dos Ventos no valor de R\$ 37,7 milhões; os quais poderão ser ajustados até a data do fechamento da Aquisição, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. O fechamento da Aquisição e o pagamento do Preço de Aquisição encontram-se sujeitos à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes. Através da Aquisição dos Parques Eólicos, a Companhia agregará 13,7 MW à sua capacidade instalada e atingirá um portfólio de 1.166,9 MW de potência em operação. A Companhia manterá seus acionistas e o mercado oportuna e adequadamente informados sobre a conclusão da Aquisição.

### 13) ANEXOS

#### 13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2013	31/12/2012	30/06/2012
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5.419.584	2.435.034	1.958.321
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.854.716	2.205.024	1.902.054
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	47.889	55.033	22.177
Títulos e Valores Mobiliários	6.891	6.100	44.304
Tributos a Compensar	308.468	250.987	305.054
Derivativos	845	870	10.840
Estoques	21.254	36.826	40.812
Arrendamentos	10.305	9.740	5.912
Ativo Financeiro da Concessão	34.444	34.444	-
Outros Créditos	626.566	510.880	511.317
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>8.330.962</b>	<b>5.544.938</b>	<b>4.800.792</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	159.171	161.658	168.150
Coligadas, Controladas e Controladora	81.151	-	61
Depósitos Judiciais	1.071.169	1.125.339	1.160.636
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	120.724
Tributos a Compensar	186.495	206.653	203.359
Derivativos	538.630	486.438	449.036
Créditos Fiscais Diferidos	1.264.823	1.257.787	1.182.317
Arrendamentos	35.297	31.703	28.244
Ativo Financeiro da Concessão	2.471.303	2.342.796	1.995.821
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	313.464	343.814	289.719
Investimentos	1.021.569	1.006.771	1.019.313
Imobilizado	7.553.955	7.104.060	6.723.124
Intangível	9.031.645	9.195.667	9.021.783
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>23.845.326</b>	<b>23.379.341</b>	<b>22.478.939</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>32.176.288</b>	<b>28.924.279</b>	<b>27.279.731</b>

## 13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2013	31/12/2012	30/06/2012
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.612.030	1.689.137	1.460.794
Encargos de Dívidas	141.644	138.293	198.420
Encargos de Debêntures	153.383	94.825	64.498
Empréstimos e Financiamentos	2.410.456	1.419.034	1.060.641
Debêntures	310.680	310.149	516.371
Entidade de Previdência Privada	56.951	51.675	41.224
Taxas Regulamentares	32.076	110.776	126.123
Impostos, Taxas e Contribuições	366.904	430.472	405.466
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	16.911	26.542	20.891
Obrigações Estimadas com Pessoal	95.250	71.725	88.351
Derivativos	-	109	-
Uso do Bem Público	3.609	3.443	3.246
Outras Contas a Pagar	880.358	623.267	667.473
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>6.080.253</b>	<b>4.969.447</b>	<b>4.653.499</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	-	4.467	5.818
Encargos de Dívidas	44.681	62.271	185
Empréstimos e Financiamentos	7.674.241	7.658.196	7.023.194
Debêntures	7.965.889	5.790.263	5.010.054
Entidade de Previdência Privada	331.154	831.184	265.931
Débitos Fiscais Diferidos	1.137.321	1.155.733	1.241.240
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	534.964	349.094	320.872
Derivativos	740	336	-
Uso do Bem Público	77.088	76.371	73.616
Outras Contas a Pagar	130.200	135.788	99.113
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.896.278</b>	<b>16.063.703</b>	<b>14.040.023</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	228.322	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	262.736	-	-
Dividendo	-	455.906	-
Resultado Abrangente Acumulado	510.607	19.695	907.049
Lucros Acumulados	363.049	-	658.057
	6.714.620	6.380.728	7.080.667
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.485.138	1.510.401	1.505.542
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.199.758</b>	<b>7.891.129</b>	<b>8.586.209</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>32.176.288</b>	<b>28.924.279</b>	<b>27.279.731</b>

### 13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	2T13	2T12	Varição	1S13	1S12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.408.713	3.861.560	-11,73%	6.994.049	7.793.304	-10,26%
Suprimento de Energia Elétrica	611.807	450.228	35,89%	1.293.192	838.879	54,16%
Receita com construção de infraestrutura	259.198	321.741	-19,44%	517.827	591.051	-12,39%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	491.578	418.611	17,43%	938.215	841.407	11,51%
	<b>4.771.295</b>	<b>5.052.139</b>	<b>-5,56%</b>	<b>9.743.283</b>	<b>10.064.641</b>	<b>-3,19%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.172.953)	(1.548.972)	-24,28%	(2.429.514)	(3.169.291)	-23,34%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.598.342</b>	<b>3.503.167</b>	<b>2,72%</b>	<b>7.313.769</b>	<b>6.895.350</b>	<b>6,07%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.955.431)	(1.675.011)	16,74%	(3.734.588)	(3.125.099)	19,50%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(197.220)	(335.481)	-41,21%	(319.175)	(669.173)	-52,30%
	<b>(2.152.651)</b>	<b>(2.010.491)</b>	<b>7,07%</b>	<b>(4.053.763)</b>	<b>(3.794.273)</b>	<b>6,84%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(184.972)	(170.080)	8,76%	(362.952)	(326.376)	11,21%
Material	(28.788)	(18.733)	53,67%	(54.559)	(41.893)	30,23%
Serviços de Terceiros	(122.374)	(134.204)	-8,81%	(244.692)	(263.519)	-7,14%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(341.605)	(68.036)	402,09%	(501.980)	(147.305)	240,78%
Custos com construção de infraestrutura	(259.198)	(321.741)	-19,44%	(517.827)	(591.051)	-12,39%
Entidade de Previdência Privada	(20.530)	(8.334)	146,34%	(41.060)	(16.667)	146,35%
Depreciação e Amortização	(190.011)	(184.724)	2,86%	(376.418)	(306.890)	22,66%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.929)	(69.226)	8,24%	(149.421)	(134.726)	10,91%
	<b>(1.222.408)</b>	<b>(975.078)</b>	<b>25,37%</b>	<b>(2.248.909)</b>	<b>(1.828.426)</b>	<b>23,00%</b>
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>515.622</b>	<b>793.039</b>	<b>-34,98%</b>	<b>1.570.587</b>	<b>1.771.954</b>	<b>-11,36%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>223.284</b>	<b>517.597</b>	<b>-56,86%</b>	<b>1.011.097</b>	<b>1.272.651</b>	<b>-20,55%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	120.581	157.865	-23,62%	249.263	298.216	-16,42%
Despesas	(535.617)	(310.105)	72,72%	(807.947)	(617.617)	30,82%
	<b>(415.036)</b>	<b>(152.240)</b>	<b>172,62%</b>	<b>(558.684)</b>	<b>(319.401)</b>	<b>74,92%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	27.397	21.492	27,48%	33.654	57.687	
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(164.355)</b>	<b>386.849</b>	<b>-58,81%</b>	<b>486.067</b>	<b>1.010.937</b>	<b>-51,92%</b>
Contribuição Social	8.923	(37.416)		(57.423)	(94.531)	-39,25%
Imposto de Renda	21.364	(103.570)		(157.408)	(257.935)	-38,97%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(134.067)</b>	<b>245.863</b>	<b>-58,81%</b>	<b>271.233</b>	<b>658.471</b>	<b>-58,81%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>(120.912)</b>	<b>241.569</b>	<b>-55,65%</b>	<b>284.674</b>	<b>641.884</b>	<b>-55,65%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>(13.155)</b>	<b>4.295</b>	<b>-58,81%</b>	<b>(13.441)</b>	<b>16.587</b>	<b>-58,81%</b>

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						
	2T13	2T12	Variação	1S13	1S12	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.408.713	3.861.560	-11,73%	6.994.049	7.793.304	-10,26%
Suprimento de Energia Elétrica	667.149	481.069	38,68%	1.404.688	899.680	56,13%
Receita com construção de infraestrutura	259.198	321.741	-19,44%	517.827	591.051	-12,39%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	491.173	418.279	17,43%	937.414	840.729	11,50%
	<b>4.826.233</b>	<b>5.082.648</b>	<b>-5,04%</b>	<b>9.853.978</b>	<b>10.124.764</b>	<b>-2,67%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.176.205)	(1.549.200)	-24,08%	(2.436.811)	(3.170.328)	-23,14%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.650.028</b>	<b>3.533.449</b>	<b>3,30%</b>	<b>7.417.167</b>	<b>6.954.437</b>	<b>6,65%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.781.668)	(1.538.576)	15,80%	(3.473.284)	(2.856.501)	21,59%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(216.620)	(344.046)	-37,04%	(352.146)	(691.849)	-49,10%
	(1.998.289)	(1.882.621)	6,14%	(3.825.429)	(3.548.350)	7,81%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(188.710)	(172.899)	9,14%	(369.206)	(331.807)	11,27%
Material	(94.484)	(19.491)	384,76%	(139.567)	(44.969)	210,36%
Serviços de Terceiros	(128.113)	(136.901)	-6,42%	(255.018)	(268.911)	-5,17%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(359.657)	(70.869)	407,49%	(542.384)	(156.865)	245,76%
Custos com construção de infraestrutura	(259.198)	(321.741)	-19,44%	(517.827)	(591.051)	-12,39%
Entidade de Previdência Privada	(20.530)	(8.334)	146,34%	(41.060)	(16.667)	146,36%
Depreciação e Amortização	(220.526)	(234.864)	-6,10%	(436.323)	(387.704)	12,54%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.929)	(69.226)	8,24%	(149.421)	(134.726)	10,91%
	(1.346.147)	(1.034.324)	30,15%	(2.450.806)	(1.932.700)	26,81%
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>601.048</b>	<b>920.593</b>	<b>-34,71%</b>	<b>1.726.675</b>	<b>1.995.817</b>	<b>-13,49%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>305.593</b>	<b>616.503</b>	<b>-50,43%</b>	<b>1.140.932</b>	<b>1.473.387</b>	<b>-22,56%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	90.698	161.175	-43,73%	251.908	305.447	-17,53%
Despesas	(546.391)	(365.119)	49,65%	(889.185)	(723.168)	22,96%
	(455.693)	(203.944)	123,44%	(637.277)	(417.722)	52,56%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(150.100)</b>	<b>412.559</b>		<b>503.655</b>	<b>1.055.665</b>	<b>-52,29%</b>
Contribuição Social	5.114	(44.656)		(62.174)	(106.808)	-41,79%
Imposto de Renda	10.919	(122.040)		(170.248)	(290.387)	-41,37%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(134.067)</b>	<b>245.863</b>		<b>271.233</b>	<b>658.471</b>	<b>-58,81%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>(120.912)</i>	<i>241.569</i>		<i>284.674</i>	<i>641.884</i>	<i>-55,65%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(13.155)</i>	<i>4.295</i>		<i>(13.441)</i>	<i>16.587</i>	

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

### 13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T13	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>2.772.012</b>	<b>1.958.322</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	(164.354)	1.353.126
Depreciação e Amortização	264.941	1.064.444
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	421.167	1.072.778
Contas a Receber Eletrobrás - Aporte CDE	734.662	(101.869)
Fornecedores	(238.587)	145.416
Adiantamento Eletrobrás - Aporte CDE	245.224	245.224
Encargos de Dívidas Pagos	(264.009)	(894.406)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(91.979)	(733.224)
Outros	347.979	383.826
	1.419.398	1.182.189
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>1.255.044</b>	<b>2.535.315</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	-	(139.395)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(497.876)	(2.222.864)
Outros	(57.193)	2.732
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(555.069)</b>	<b>(2.359.527)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	2.641.218	6.607.183
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(225.920)	(2.204.439)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(467.701)	(1.117.270)
Outros	-	-
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>1.947.597</b>	<b>3.285.474</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>2.647.572</b>	<b>3.461.262</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/06/2013</b>	<b>5.419.584</b>	<b>5.419.584</b>



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



Geração Convencional								
	2T13	2T12	Var %	1S13	1S12	Var %		
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>								
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-		
Suprimento de Energia Elétrica	488.587	387.685	26,03%	943.368	772.715	22,1%		
Outras Receitas Operacionais	708	968	-26,86%	3.865	1.608	140,4%		
	<b>489.295</b>	<b>388.652</b>	<b>25,90%</b>	<b>947.233</b>	<b>774.322</b>	<b>22,3%</b>		
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(34.926)</b>	<b>(24.240)</b>	<b>44,09%</b>	<b>(67.630)</b>	<b>(48.706)</b>	<b>38,9%</b>		
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>454.368</b>	<b>364.412</b>	<b>24,69%</b>	<b>879.604</b>	<b>725.616</b>	<b>21,2%</b>		
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>	-7,14%	-6,24%		-	-			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(32.423)	(10.965)	195,7%	(137.218)	(24.429)	461,7%		
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(26.444)	(12.762)	107,2%	(44.422)	(31.119)	42,7%		
	<b>(58.867)</b>	<b>(23.727)</b>	<b>148,1%</b>	<b>(181.640)</b>	<b>(55.548)</b>	<b>227,0%</b>		
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>								
Pessoal	(10.530)	(9.539)	10,4%	(20.234)	(18.989)	6,6%		
Material	(65.522)	(1.118)	5762,6%	(85.968)	(3.731)	2203,9%		
Serviços de Terceiros	(10.844)	(7.309)	48,4%	(18.673)	(14.166)	31,8%		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(23.839)	(12.039)	98,0%	(52.983)	(27.880)	90,0%		
Entidade de Previdência Privada	(217)	919	-123,6%	(435)	1.279	-134,0%		
Depreciação e Amortização	(58.895)	(79.442)	-25,9%	(117.162)	(139.946)	-16,3%		
Amortização do Intangível da Concessão	(4.208)	(4.592)	-8,4%	(8.417)	(9.184)	-8,4%		
	<b>(174.056)</b>	<b>(113.120)</b>	<b>53,9%</b>	<b>(303.871)</b>	<b>(212.618)</b>	<b>42,9%</b>		
<b>EBITDA</b>	<b>284.549</b>	<b>311.600</b>	<b>-8,7%</b>	<b>519.671</b>	<b>606.580</b>	<b>-14,3%</b>		
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>221.445</b>	<b>227.565</b>	<b>-2,7%</b>	<b>394.093</b>	<b>457.450</b>	<b>-13,9%</b>		
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>								
Receitas	4.449	10.376	-57,1%	16.582	22.810	-27,3%		
Despesas	(112.426)	(111.258)	1,0%	(225.762)	(227.134)	-0,6%		
	<b>(107.977)</b>	<b>(100.883)</b>	<b>7,0%</b>	<b>(209.179)</b>	<b>(204.324)</b>	<b>2,4%</b>		
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>113.468</b>	<b>126.683</b>	<b>-10,4%</b>	<b>184.913</b>	<b>253.126</b>	<b>-26,9%</b>		
Contribuição Social	(7.643)	(10.567)	-27,7%	(14.222)	(21.827)	-34,8%		
Imposto de Renda	(20.950)	(27.679)	-24,3%	(39.100)	(58.876)	-33,6%		
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>84.875</b>	<b>88.437</b>	<b>-4,0%</b>	<b>131.592</b>	<b>172.422</b>	<b>-23,7%</b>		
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>78.909</b>	<b>82.094</b>	<b>-3,9%</b>	<b>120.296</b>	<b>157.882</b>	<b>-23,8%</b>		
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>5.966</b>	<b>6.342</b>	<b>-5,9%</b>	<b>11.296</b>	<b>14.540</b>	<b>-22,3%</b>		

## 13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	2T13	2T12	Varição	1S13	1S12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	198.274	161.108	23,07%	442.897	304.352	45,52%
Outras Receitas Operacionais	846	298	184,08%	846	298	184,08%
	<b>199.120</b>	<b>161.406</b>	<b>23,37%</b>	<b>443.744</b>	<b>304.650</b>	<b>45,66%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(12.414)	(10.264)	20,95%	(28.051)	(18.847)	48,84%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>186.706</b>	<b>151.142</b>	<b>23,53%</b>	<b>415.692</b>	<b>285.803</b>	<b>45,45%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(30.827)	(18.160)	69,75%	(63.804)	(36.576)	74,44%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(14.468)	(6.431)	124,95%	(24.700)	(10.966)	125,24%
	<b>(45.295)</b>	<b>(24.591)</b>	<b>84,19%</b>	<b>(88.504)</b>	<b>(47.543)</b>	<b>86,16%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(20.494)	(6.893)	197,32%	(33.541)	(16.353)	105,11%
Material	(3.046)	(207)	1370,80%	(4.990)	(1.189)	319,79%
Serviços de Terceiros	(13.490)	(23.752)	-43,20%	(35.205)	(41.352)	-14,87%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(5.698)	(3.854)	47,85%	(14.455)	(7.969)	81,39%
Depreciação e Amortização	(55.194)	(34.527)	59,86%	(107.853)	(60.306)	78,84%
Amortização do Intangível da Concessão	(32.444)	(25.475)	27,36%	(64.451)	(47.225)	36,48%
	<b>(130.368)</b>	<b>(94.708)</b>	<b>37,65%</b>	<b>(260.497)</b>	<b>(174.394)</b>	<b>49,37%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>98.682</b>	<b>91.845</b>	<b>381,77%</b>	<b>238.996</b>	<b>171.397</b>	<b>39,44%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>11.044</b>	<b>31.843</b>	<b>-65,32%</b>	<b>66.692</b>	<b>63.867</b>	<b>4,42%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	9.160	12.659	-27,64%	18.717	26.838	-30,26%
Despesas	(72.493)	(49.480)	46,51%	(147.723)	(86.290)	71,19%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(63.333)</b>	<b>(36.822)</b>	<b>72,00%</b>	<b>(129.006)</b>	<b>(59.451)</b>	<b>116,99%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(52.289)</b>	<b>(4.979)</b>	<b>950,14%</b>	<b>(62.314)</b>	<b>4.415</b>	
Contribuição Social	32	(687)		(2.393)	(793)	201,73%
Imposto de Renda	616	138	346,30%	(2.091)	1.879	
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(51.642)</b>	<b>(5.528)</b>	<b>834,16%</b>	<b>(66.798)</b>	<b>5.502</b>	
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>(51.618)</i>	<i>(5.525)</i>	<i>834,34%</i>	<i>(66.764)</i>	<i>5.484</i>	
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(24)</i>	<i>(4)</i>	<i>553,91%</i>	<i>(34)</i>	<i>18</i>	

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



Consolidado						
	2T13	2T12	Varição	1S13	1S12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.181.726	3.655.957	-12,97%	6.543.639	7.399.211	-11,56%
Suprimento de Energia Elétrica	46.890	83.738	-44,00%	88.130	126.773	-30,48%
Receita com construção de infraestrutura	259.198	321.741	-19,44%	517.827	591.051	-12,39%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	467.935	398.628	17,39%	895.377	777.197	15,21%
	<b>3.955.748</b>	<b>4.460.063</b>	<b>-11,31%</b>	<b>8.044.972</b>	<b>8.894.232</b>	<b>-9,55%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(1.094.623)	(1.490.164)	-26,54%	(2.267.908)	(3.055.600)	-25,78%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.861.126</b>	<b>2.969.899</b>	<b>-3,66%</b>	<b>5.777.064</b>	<b>5.838.632</b>	<b>-1,05%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>	2.601.928	2.648.158	-1,7%			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.595.517)	(1.522.517)	4,79%	(2.992.069)	(2.849.127)	5,02%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(174.319)	(326.371)	-46,59%	(283.741)	(651.327)	-56,44%
	(1.769.836)	(1.848.888)	-4,28%	(3.275.810)	(3.500.454)	-6,42%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(125.941)	(132.253)	-4,77%	(256.524)	(251.397)	2,04%
Material	(21.738)	(17.248)	26,03%	(42.147)	(37.743)	11,67%
Serviços de Terceiros	(108.580)	(108.532)	0,04%	(210.812)	(223.327)	-5,60%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(327.006)	(60.762)	438,18%	(471.271)	(125.665)	275,02%
Custos com construção de infraestrutura	(259.198)	(321.741)	-19,44%	(517.827)	(591.051)	-12,39%
Entidade de Previdência Privada	(20.313)	(9.253)	119,53%	(40.626)	(18.506)	119,53%
Depreciação e Amortização	(104.699)	(119.966)	-12,73%	(208.005)	(185.151)	12,34%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.486)	(5.045)	8,74%	(10.973)	(10.090)	8,74%
	(972.960)	(774.800)	25,58%	(1.758.184)	(1.442.931)	21,85%
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>228.515</b>	<b>470.706</b>	<b>-51,45%</b>	<b>962.047</b>	<b>1.090.489</b>	<b>-11,78%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>118.330</b>	<b>346.211</b>	<b>-65,82%</b>	<b>743.070</b>	<b>895.247</b>	<b>-17,00%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	69.508	129.454	-46,31%	194.198	222.308	-12,64%
Despesas	(348.974)	(160.592)	117,31%	(492.039)	(315.901)	55,76%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(279.466)	(31.138)	797,51%	(297.841)	(93.593)	218,23%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(161.137)</b>	<b>315.073</b>	<b>-151,14%</b>	<b>445.229</b>	<b>801.654</b>	<b>-44,46%</b>
Contribuição Social	16.098	(25.570)	-162,96%	(39.464)	(69.662)	-43,35%
Imposto de Renda	44.245	(68.991)	-164,13%	(108.632)	(192.530)	-43,58%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(100.794)</b>	<b>220.511</b>		<b>297.133</b>	<b>539.462</b>	<b>-44,92%</b>

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						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.049.978</b>	<b>2.328.924</b>	<b>-12,0%</b>	<b>4.140.666</b>	<b>4.600.017</b>	<b>-10,0%</b>
Receita Operacional Líquida	1.494.998	1.586.332	-5,8%	2.992.365	3.071.997	-2,6%
Custo com Energia Elétrica	(934.988)	(989.575)	-5,5%	(1.571.393)	(1.842.721)	-14,7%
Custos e Despesas Operacionais	(437.131)	(427.213)	2,3%	(825.470)	(793.958)	4,0%
Resultado do Serviço	122.879	169.544	-27,5%	595.502	435.318	36,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>173.402</b>	<b>231.229</b>	<b>-25,0%</b>	<b>695.945</b>	<b>527.299</b>	<b>32,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>163.139</b>	<b>347.409</b>	<b>-53,0%</b>	<b>493.699</b>	<b>646.579</b>	<b>-23,6%</b>
Resultado Financeiro	(113.171)	(13.701)	726,0%	(121.401)	(41.527)	192,3%
Lucro antes da Tributação	9.708	155.843	-93,8%	474.102	393.791	20,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>6.754</b>	<b>102.625</b>	<b>-93,4%</b>	<b>313.602</b>	<b>260.372</b>	<b>20,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>289</b>	<b>175.963</b>	<b>-99,8%</b>	<b>184.490</b>	<b>336.794</b>	<b>-45,2%</b>

CPFL PIRATININGA						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>863.230</b>	<b>983.177</b>	<b>-12,2%</b>	<b>1.784.566</b>	<b>1.970.757</b>	<b>-9,4%</b>
Receita Operacional Líquida	582.644	612.811	-4,9%	1.217.537	1.220.346	-0,2%
Custo com Energia Elétrica	(416.598)	(422.040)	-1,3%	(875.789)	(803.869)	8,9%
Custos e Despesas Operacionais	(242.854)	(133.951)	81,3%	(391.229)	(246.068)	59,0%
Resultado do Serviço	(76.807)	56.820	-235,2%	(49.482)	170.409	-129,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>(54.906)</b>	<b>85.288</b>		<b>(6.197)</b>	<b>211.614</b>	
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>(7.429)</b>	<b>100.808</b>		<b>90.701</b>	<b>194.551</b>	<b>-53,4%</b>
Resultado Financeiro	(67.287)	(6.287)	970,3%	(69.711)	(21.655)	221,9%
Lucro antes da Tributação	(144.095)	50.533	(119.193)	148.754		
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(99.463)</b>	<b>32.208</b>		<b>(85.179)</b>	<b>94.017</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(64.143)</b>	<b>39.949</b>		<b>(17.981)</b>	<b>81.840</b>	

RGE						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>840.549</b>	<b>917.174</b>	<b>-8,4%</b>	<b>1.697.808</b>	<b>1.862.312</b>	<b>-8,8%</b>
Receita Operacional Líquida	632.047	613.318	3,1%	1.253.986	1.234.004	1,6%
Custo com Energia Elétrica	(334.940)	(348.516)	-3,9%	(658.865)	(681.686)	-3,3%
Custos e Despesas Operacionais	(226.538)	(175.082)	29,4%	(427.938)	(322.571)	32,7%
Resultado do Serviço	70.569	89.719	-21,3%	167.182	229.747	-27,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>101.290</b>	<b>120.371</b>	<b>-15,9%</b>	<b>228.333</b>	<b>283.954</b>	<b>-19,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>93.323</b>	<b>131.156</b>	<b>-28,8%</b>	<b>222.057</b>	<b>293.676</b>	<b>-24,4%</b>
Resultado Financeiro	(56.135)	(13.937)	302,8%	(65.647)	(29.405)	123,2%
Lucro antes da Tributação	14.434	75.782	-81,0%	101.536	200.342	-49,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>19.537</b>	<b>62.573</b>	<b>-68,8%</b>	<b>77.266</b>	<b>145.106</b>	<b>-46,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>11.458</b>	<b>69.636</b>	<b>-83,5%</b>	<b>69.689</b>	<b>150.667</b>	<b>-53,7%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>83.628</b>	<b>102.228</b>	<b>-18,2%</b>	<b>178.827</b>	<b>204.833</b>	<b>-12,7%</b>
Receita Operacional Líquida	62.889	71.159	-11,6%	133.082	141.823	-6,2%
Custo com Energia Elétrica	(38.088)	(39.967)	-4,7%	(82.076)	(76.596)	7,2%
Custos e Despesas Operacionais	(31.563)	(16.922)	86,5%	(52.705)	(37.251)	41,5%
Resultado do Serviço	(6.763)	14.270	-147,4%	(1.699)	27.975	-106,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>(3.551)</b>	<b>15.488</b>		<b>4.679</b>	<b>31.046</b>	<b>-84,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>(4.065)</b>	<b>9.427</b>		<b>8.497</b>	<b>(4.959)</b>	
Resultado Financeiro	(11.968)	1.245	(11.189)	59		
Lucro antes da Tributação	(18.731)	15.515	(12.888)	28.034		
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(12.665)</b>	<b>10.798</b>		<b>(9.090)</b>	<b>19.086</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(12.847)</b>	<b>7.031</b>		<b>(7.311)</b>	<b>16.078</b>	

#### 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						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>28.971</b>	<b>31.808</b>	<b>-8,9%</b>	<b>58.092</b>	<b>63.006</b>	<b>-7,8%</b>
Receita Operacional Líquida	22.346	22.812	-2,0%	44.421	44.787	-0,8%
Custo com Energia Elétrica	(11.345)	(11.428)	-0,7%	(20.937)	(21.238)	-1,4%
Custos e Despesas Operacionais	(10.884)	(6.538)	66,5%	(18.357)	(13.665)	34,3%
Resultado do Serviço	116	4.846	-97,6%	5.126	9.885	-48,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>1.385</b>	<b>6.013</b>	<b>-77,0%</b>	<b>7.772</b>	<b>11.912</b>	<b>-34,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>1.046</b>	<b>4.283</b>	<b>-75,6%</b>	<b>5.915</b>	<b>11.575</b>	<b>-48,9%</b>
Resultado Financeiro	(11.365)	390		(11.662)	(1.534)	660,3%
Lucro antes da Tributação	(11.249)	5.235		(6.536)	8.351	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(7.542)</b>	<b>3.540</b>		<b>(4.558)</b>	<b>5.583</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(7.761)</b>	<b>2.481</b>		<b>(5.973)</b>	<b>5.426</b>	

CPFL SUL PAULISTA						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>36.218</b>	<b>40.954</b>	<b>-11,6%</b>	<b>76.375</b>	<b>81.517</b>	<b>-6,3%</b>
Receita Operacional Líquida	27.352	27.957	-2,2%	57.268	55.054	4,0%
Custo com Energia Elétrica	(14.088)	(15.560)	-9,5%	(28.184)	(30.961)	-9,0%
Custos e Despesas Operacionais	(10.427)	(6.894)	51,3%	(19.342)	(13.767)	40,5%
Resultado do Serviço	2.837	5.503	-48,5%	9.741	10.327	-5,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.963</b>	<b>6.046</b>	<b>-34,5%</b>	<b>12.048</b>	<b>11.441</b>	<b>5,3%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>3.843</b>	<b>5.686</b>	<b>-32,4%</b>	<b>7.987</b>	<b>11.104</b>	<b>-28,1%</b>
Resultado Financeiro	(10.289)	964		(9.757)	582	
Lucro antes da Tributação	(7.452)	6.468		(16)	10.909	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(4.995)</b>	<b>4.622</b>		<b>(157)</b>	<b>7.374</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(5.066)</b>	<b>4.454</b>		<b>(2.918)</b>	<b>7.217</b>	

CPFL JAGUARI						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>31.869</b>	<b>36.760</b>	<b>-13,3%</b>	<b>66.763</b>	<b>73.546</b>	<b>-9,2%</b>
Receita Operacional Líquida	23.016	23.626	-2,6%	47.892	46.763	2,4%
Custo com Energia Elétrica	(15.397)	(16.241)	-5,2%	(30.618)	(32.158)	-4,8%
Custos e Despesas Operacionais	(7.199)	(4.093)	75,9%	(11.919)	(7.494)	59,0%
Resultado do Serviço	420	3.293	-87,3%	5.355	7.112	-24,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>1.153</b>	<b>3.733</b>	<b>-69,1%</b>	<b>6.819</b>	<b>8.012</b>	<b>-14,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>1.523</b>	<b>2.675</b>	<b>-43,1%</b>	<b>4.020</b>	<b>6.416</b>	<b>-37,3%</b>
Resultado Financeiro	(6.491)	74		(6.119)	36	
Lucro antes da Tributação	(6.071)	3.367		(764)	7.148	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(4.109)</b>	<b>2.366</b>		<b>(772)</b>	<b>4.858</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(3.844)</b>	<b>1.698</b>		<b>(2.539)</b>	<b>3.841</b>	

CPFL MOCOCA						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>24.241</b>	<b>23.260</b>	<b>4,2%</b>	<b>47.959</b>	<b>46.620</b>	<b>2,9%</b>
Receita Operacional Líquida	18.548	15.743	17,8%	36.094	31.528	14,5%
Custo com Energia Elétrica	(6.789)	(9.142)	-25,7%	(13.120)	(18.131)	-27,6%
Custos e Despesas Operacionais	(6.684)	(4.386)	52,4%	(11.630)	(8.922)	30,4%
Resultado do Serviço	5.075	2.215	129,1%	11.344	4.475	153,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.774</b>	<b>2.538</b>	<b>127,6%</b>	<b>12.649</b>	<b>5.213</b>	<b>142,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>2.934</b>	<b>3.591</b>	<b>-18,3%</b>	<b>8.431</b>	<b>6.938</b>	<b>21,5%</b>
Resultado Financeiro	(2.760)	113		(2.356)	(150)	1470,3%
Lucro antes da Tributação	2.315	2.328	-0,6%	8.989	4.325	107,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>1.687</b>	<b>1.778</b>	<b>-5,1%</b>	<b>6.021</b>	<b>3.066</b>	<b>96,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>(200)</b>	<b>2.503</b>		<b>3.109</b>	<b>4.254</b>	<b>-26,9%</b>

## 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						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	2.090	2.018	3,6%	4.304	4.029	6,8%
Industrial	3.052	3.016	1,2%	5.981	5.924	1,0%
Comercial	1.315	1.274	3,2%	2.725	2.579	5,7%
Outros	994	1.000	-0,6%	1.975	1.928	2,4%
<b>Total</b>	<b>7.451</b>	<b>7.308</b>	<b>2,0%</b>	<b>14.985</b>	<b>14.460</b>	<b>3,6%</b>

CPFL Piratininga						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	935	897	4,2%	1.926	1.816	6,1%
Industrial	2.172	2.121	2,4%	4.218	4.111	2,6%
Comercial	541	542	-0,2%	1.128	1.091	3,4%
Outros	278	272	2,2%	549	536	2,3%
<b>Total</b>	<b>3.926</b>	<b>3.832</b>	<b>2,4%</b>	<b>7.821</b>	<b>7.553</b>	<b>3,5%</b>

RGE						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	543	511	6,3%	1.090	1.046	4,2%
Industrial	962	892	7,9%	1.830	1.770	3,4%
Comercial	333	328	1,4%	683	686	-0,4%
Outros	609	613	-0,6%	1.247	1.285	-3,0%
<b>Total</b>	<b>2.447</b>	<b>2.344</b>	<b>4,4%</b>	<b>4.850</b>	<b>4.786</b>	<b>1,3%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	82	78	5,7%	166	156	6,4%
Industrial	56	52	7,9%	110	101	9,8%
Comercial	39	39	1,2%	83	81	2,5%
Outros	84	83	0,8%	166	171	-2,6%
<b>Total</b>	<b>261</b>	<b>252</b>	<b>3,8%</b>	<b>527</b>	<b>509</b>	<b>3,4%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	21	19	6,1%	42	38	8,8%
Industrial	99	88	12,4%	197	177	11,4%
Comercial	13	10	24,7%	25	21	20,8%
Outros	10	9	3,4%	19	19	3,1%
<b>Total</b>	<b>142</b>	<b>127</b>	<b>11,8%</b>	<b>283</b>	<b>255</b>	<b>11,2%</b>

CPFL Mococa						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	17	17	4,7%	35	33	6,9%
Industrial	16	16	1,1%	33	30	6,8%
Comercial	7	7	0,9%	16	15	4,8%
Outros	14	14	1,2%	27	27	-0,2%
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>54</b>	<b>2,2%</b>	<b>110</b>	<b>105</b>	<b>4,8%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	23	22	4,9%	47	44	6,5%
Industrial	21	19	12,0%	42	36	14,3%
Comercial	11	10	4,5%	22	21	8,3%
Outros	25	26	-2,8%	46	48	-5,0%
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>77</b>	<b>4,0%</b>	<b>156</b>	<b>149</b>	<b>4,9%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	34	33	5,4%	68	64	7,0%
Industrial	50	53	-6,6%	98	100	-1,9%
Comercial	17	13	26,2%	33	27	23,6%
Outros	22	23	-2,1%	45	45	-1,3%
<b>Total</b>	<b>123</b>	<b>122</b>	<b>1,0%</b>	<b>244</b>	<b>236</b>	<b>3,5%</b>

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

CPFL Paulista						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	2.090	2.018	3,6%	4.304	4.029	6,8%
Industrial	1.065	1.152	-7,5%	2.128	2.302	-7,6%
Comercial	1.226	1.216	0,8%	2.551	2.464	3,5%
Outros	962	983	-2,2%	1.911	1.895	0,9%
<b>Total</b>	<b>5.344</b>	<b>5.370</b>	<b>-0,5%</b>	<b>10.894</b>	<b>10.690</b>	<b>1,9%</b>

CPFL Piratininga						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	935	897	4,2%	1.926	1.816	6,1%
Industrial	576	654	-11,8%	1.150	1.290	-10,8%
Comercial	485	497	-2,4%	1.016	999	1,7%
Outros	266	266	0,2%	528	524	0,7%
<b>Total</b>	<b>2.263</b>	<b>2.313</b>	<b>-2,2%</b>	<b>4.620</b>	<b>4.629</b>	<b>-0,2%</b>

RGE						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	543	511	6,3%	1.090	1.046	4,2%
Industrial	444	473	-6,2%	859	944	-9,1%
Comercial	315	319	-1,4%	649	671	-3,2%
Outros	609	613	-0,6%	1.247	1.285	-3,0%
<b>Total</b>	<b>1.911</b>	<b>1.916</b>	<b>-0,3%</b>	<b>3.845</b>	<b>3.946</b>	<b>-2,6%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	82	78	5,7%	166	156	6,4%
Industrial	45	45	-1,2%	88	87	1,8%
Comercial	39	39	1,2%	83	81	2,5%
Outros	84	83	0,8%	166	171	-2,6%
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>245</b>	<b>2,1%</b>	<b>504</b>	<b>495</b>	<b>1,9%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	21	19	6,1%	42	38	8,8%
Industrial	75	71	5,7%	147	137	7,6%
Comercial	13	10	24,7%	25	21	20,8%
Outros	10	9	3,4%	19	19	3,1%
<b>Total</b>	<b>119</b>	<b>111</b>	<b>7,3%</b>	<b>233</b>	<b>215</b>	<b>8,7%</b>

CPFL Mococa						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	17	17	4,7%	35	33	6,9%
Industrial	11	13	-19,7%	20	26	-22,3%
Comercial	7	7	0,9%	16	15	4,8%
Outros	14	14	1,2%	27	27	-0,2%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>-3,0%</b>	<b>98</b>	<b>101</b>	<b>-2,8%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	23	22	4,9%	47	44	6,5%
Industrial	7	6	8,5%	14	12	14,6%
Comercial	11	10	4,5%	22	21	8,3%
Outros	25	26	-2,8%	46	48	-5,0%
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>65</b>	<b>2,1%</b>	<b>129</b>	<b>125</b>	<b>3,1%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T13	2T12	Var.	1S13	1S12	Var.
Residencial	34	33	5,4%	68	64	7,0%
Industrial	20	23	-10,8%	41	45	-9,5%
Comercial	13	13	0,2%	29	27	7,0%
Outros	22	23	-2,1%	45	45	-1,3%
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>-1,3%</b>	<b>183</b>	<b>181</b>	<b>0,8%</b>