

São Paulo, 06 de agosto de 2012 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T12**. 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 2T11, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 234 MILHÕES NO 2T12

Indicadores (R\$ Milhões)	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh - Pro-forma (Efeito RGE)	14.116	13.404	5,3%	28.054	26.886	4,3%
Mercado Cativo	10.161	9.680	5,0%	20.381	19.663	3,7%
TUSD	3.954	3.724	6,2%	7.672	7.223	6,2%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.221	3.009	40,3%	7.821	6.128	27,6%
Receita Operacional Bruta	5.083	4.515	12,6%	10.125	9.025	12,2%
Receita Operacional Líquida	3.533	3.045	16,0%	6.954	6.068	14,6%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	930	815	14,1%	2.013	1.834	9,7%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(2)</sup>	1.062	890	19,3%	2.129	1.796	18,6%
Lucro Líquido (IFRS)	234	294	-20,6%	657	760	-13,6%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(3)</sup>	344	344	0,0%	755	719	5,0%
Investimentos	715	325	119,9%	1.270	737	72,2%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

### DESTAQUES 2T12

- Crescimento de 5,3% nas vendas de energia na área de concessão e de 5,0% no mercado cativo;
- Início da operação comercial das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012, totalizando 95 MW de potência instalada;
- Conclusão da transação de aquisição dos Parques Eólicos Bons Ventos, em junho de 2012;
- Declaração de dividendos intermediários, no montante de R\$ 640 milhões, relativos ao 1S12. *Dividend yield* de 6,1% nos últimos 12 meses;
- Investimentos de R\$ 715 milhões no 2T12 e de R\$ 1.270 milhões no 1S12;
- Atribuição da nota de crédito AA+(bra) pela Fitch Ratings às emissões de debêntures de controladas e Ba2 (escala global) e Aa3.br (escala nacional) pela Moody's à CPFL Renováveis;
- Aumento de 40,3% no volume médio diário de negociação das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA e na NYSE, passando de R\$ 35,5 milhões, no 2T11, para R\$ 49,8 milhões, no 2T12;
- Nos últimos 12 meses, a valorização das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA foi de 21,8%, superando o Ibovespa (-12,9%) e o IEE (17,8%);
- Prêmio Destaque Agência Estado Empresas 2012.

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

- Terça-feira, 07 de agosto de 2012 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- ☎ Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- Webcast: [www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpf.com.br](mailto:ri@cpf.com.br)  
[www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)

## ÍNDICE

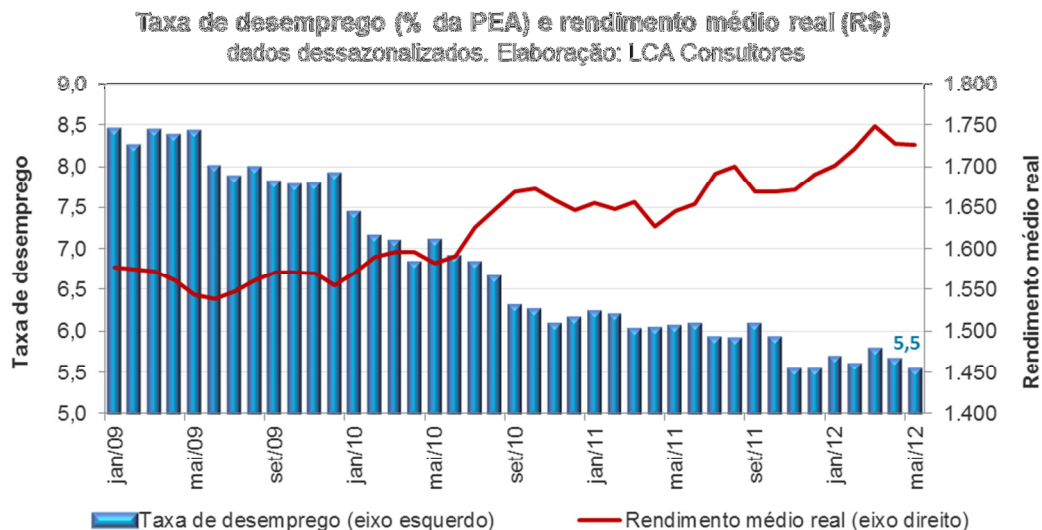
1) CONTEXTO MACROECONÔMICO .....	3
2) VENDAS DE ENERGIA .....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras .....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	7
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	7
2.1.3) TUSD por Distribuidora .....	8
2.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas .....	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis .....	10
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....	11
4.1) Receita Operacional .....	12
4.2) Custo com Energia Elétrica .....	13
4.3) Custos e Despesas Operacionais .....	14
4.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	17
4.5) EBITDA .....	17
4.6) Resultado Financeiro .....	18
4.7) Lucro Líquido .....	18
5) ENDIVIDAMENTO .....	19
5.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	19
5.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	22
5.3) Dívida Líquida e Alavancagem .....	23
5.4) Novas Captações em Julho de 2012 .....	24
6) INVESTIMENTOS .....	24
7) DIVIDENDOS .....	26
8) MERCADO DE CAPITAIS .....	27
8.1) Desempenho das Ações .....	27
8.2) Volume Médio Diário .....	28
8.3) <i>Ratings</i> .....	28
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	29
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/06/2012 .....	30
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	31
11.1) Segmento de Distribuição .....	31
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	31
11.1.2) Revisão Tarifária .....	35
11.1.3) Reajuste Tarifário .....	37
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	38
11.3) Segmento de Geração Convencional .....	39
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	39
11.4) CPFL Renováveis .....	42
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	42
11.4.2) Status dos Projetos de Geração .....	44
12) ANEXOS .....	47
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	47
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia .....	48
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia .....	49
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia .....	50
12.5) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis .....	51
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	52
12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	53
12.8) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	55
12.9) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) .....	56

## 1) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Dados recentes a respeito da economia mundial indicam a probabilidade de baixo crescimento econômico das economias desenvolvidas em 2012. Este ambiente externo conturbado deverá afetar o desempenho da economia brasileira em 2012, principalmente o setor industrial. Apesar dos estímulos governamentais, a retomada da indústria de forma geral não deverá ser imediata, pois os estoques seguem elevados.

Entretanto, com desemprego em queda, ganhos reais da massa de renda e expansão do crédito para as famílias, o Brasil vem passando por uma transformação estrutural e tem se sobressaído comparado ao restante das economias mundiais.

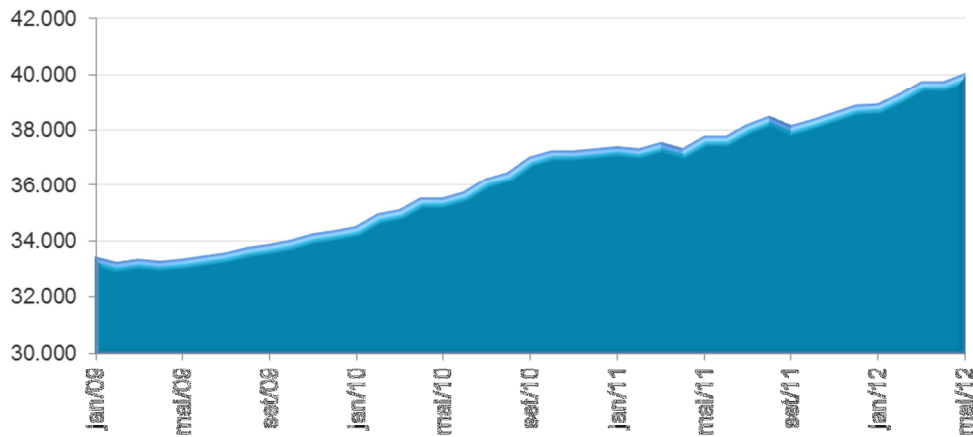
A taxa de desemprego vem caindo seguidamente ao longo dos meses e se manteve na marca de 5,5% em maio de 2012 (dado dessazonalizado). O reajuste do salário mínimo (em janeiro de 2012) e a desaceleração da inflação impulsionaram o crescimento do rendimento médio real, que acumula alta de 4,8% no período de janeiro a maio de 2012, comparado ao mesmo período de 2011.



Fonte: IBGE

A redução do desemprego e a expansão do rendimento médio foram responsáveis pela sustentação do crescimento da massa de renda, que teve alta de 6,4% no acumulado do ano.

**Massa real de rendimentos do trabalho (Total RMs) - R\$ milhões**  
dados dessazonalizados. Elaboração: LCA Consultores

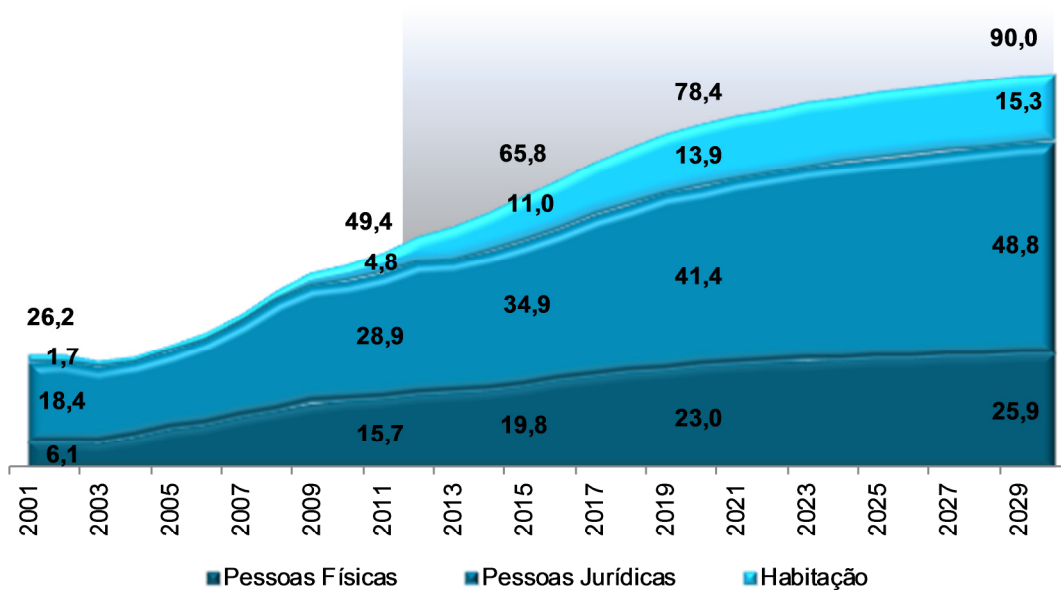


Fonte: IBGE

Esse movimento tem contribuído para a grande expansão do consumo, em especial de bens duráveis, favorecendo o desempenho dos segmentos residencial e comercial.

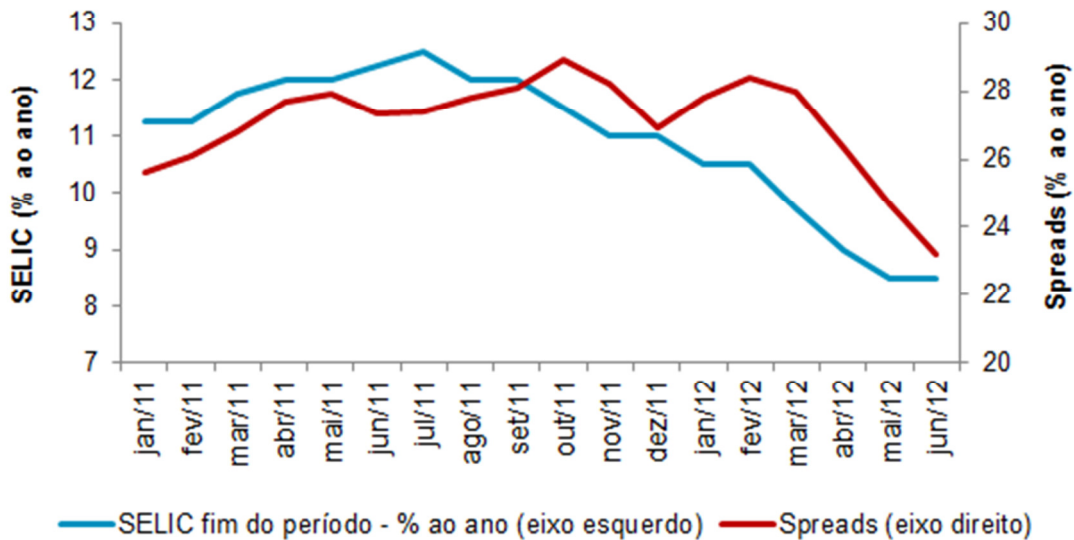
Outros fatores que contribuem para a expansão da demanda doméstica e, conseqüentemente, do mercado de energia elétrica, são a expansão do crédito e a redução dos juros. De acordo com dados do Banco Central do Brasil e projeções da LCA, ainda há espaço para a expansão do crédito, conforme mostra o gráfico abaixo.

**Crédito como % do PIB**  
Fonte: BCB. Elaboração e Projeções: LCA.



As recentes reduções da taxa básica de juros e dos spreads praticados pelos bancos também favorecem um maior acesso ao crédito.

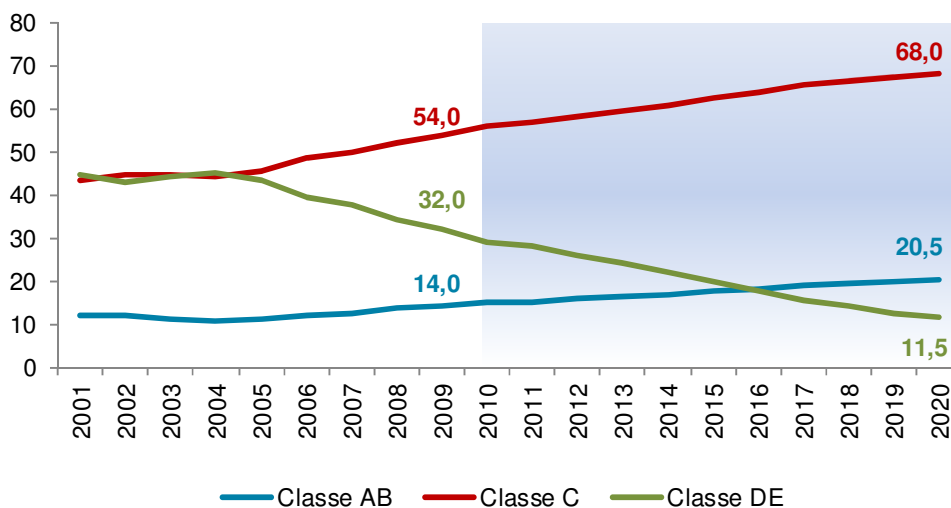
### Juros básicos e spreads



Fonte: Banco Central do Brasil.

Por fim, é importante ressaltar que a manutenção do bom desempenho dos indicadores de emprego e renda tem propiciado uma melhora expressiva na distribuição de renda, segundo dados do IBGE. As projeções da LCA apontam para uma continuidade dessa tendência, conforme mostra o gráfico abaixo.

**Brasil: distribuição dos domicílios por classe de renda (em %)**  
Elaboração e Projeção (2010-2020): LCA Consultores



Fonte: IBGE.

Em suma, apesar das incertezas em relação ao ambiente externo e ao desempenho da indústria, são boas as perspectivas para a economia brasileira, em comparação com o restante do mundo, principalmente no que tange aos indicadores do mercado de trabalho. Assim, estima-se que o consumo das classes residencial e comercial continuarão a crescer nos próximos meses, a despeito das projeções menos otimistas para o crescimento do PIB brasileiro em 2012, beneficiando a rentabilidade do segmento de energia elétrica em função de uma perspectiva de melhora do mix de vendas.

## 2) VENDAS DE ENERGIA

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

No 2T12, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.934 GWh, um aumento de 4,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Mercado Cativo	10.124	9.680	4,6%	20.344	19.663	3,5%
TUSD	3.810	3.724	2,3%	7.528	7.223	4,2%
<b>Total</b>	<b>13.934</b>	<b>13.404</b>	<b>4,0%</b>	<b>27.872</b>	<b>26.886</b>	<b>3,7%</b>

No 2T12, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.124 GWh, um aumento de 4,6%.

Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturadas por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 3.810 GWh no 2T12, um aumento de 2,3%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	3.595	3.256	10,4%	7.226	6.716	7,6%
Industrial	6.115	6.237	-2,0%	12.107	12.178	-0,6%
Comercial	2.222	2.029	9,5%	4.517	4.228	6,8%
Outros	2.003	1.882	6,4%	4.021	3.764	6,8%
<b>Total</b>	<b>13.934</b>	<b>13.404</b>	<b>4,0%</b>	<b>27.872</b>	<b>26.886</b>	<b>3,7%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.8.

Destaca-se o crescimento das classes residencial e comercial que, juntas, representam 41,7% das vendas na área de concessão:

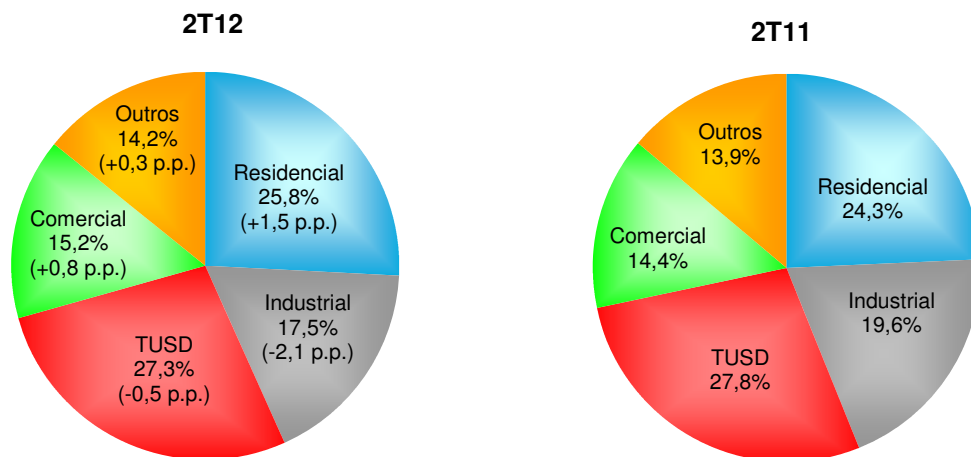
- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 10,4% e 9,5%, respectivamente, impactados positivamente pelo maior número de dias de faturamento (em média 2,9 e 2,7 dias a mais, respectivamente) e temperaturas mais altas no trimestre. Expurgando esses fatores, o crescimento dessas classes teria sido de 6,8% e 5,8%, respectivamente, favorecido pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo) verificado nos últimos anos.
- **Classe industrial:** redução de 2,0%, reflexo da queda da produção industrial. Apesar da produção industrial estar em ritmo mais lento, não foram observados pedidos de redução de carga (potência) de clientes industriais no período, favorecendo a manutenção da receita advinda desta classe.

## Ajuste do Calendário de Faturamento de Clientes Livres e Concessionárias da RGE

Vendas na Área de Concessão - GWh - Pro-forma (Efeito RGE)						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Mercado Cativo	10.161	9.680	5,0%	20.381	19.663	3,7%
TUSD	3.954	3.724	6,2%	7.672	7.223	6,2%
<b>Total</b>	<b>14.116</b>	<b>13.404</b>	<b>5,3%</b>	<b>28.054</b>	<b>26.886</b>	<b>4,3%</b>

Cabe destacar que os dados físicos do 2T12 foram afetados negativamente por um ajuste no calendário de faturamento de clientes livres e concessionárias da RGE. Entretanto, essa mudança não resultou em alteração da Receita Operacional, em função do registro desta energia como receita “não faturada”. Considerando-se os 182 GWh (38 GWh relativos ao mercado cativo e 144 GWh relativos à TUSD) não faturados em maio de 2012, as vendas no mercado cativo teriam crescido 5,0% no 2T12, a quantidade de energia transportada (TUSD) teria crescido 6,2% e teríamos um percentual de crescimento nas vendas na área de concessão de 5,3%.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T11 para o 2T12.

### 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	3.595	3.256	10,4%	7.226	6.716	7,6%
Industrial	2.437	2.628	-7,3%	4.843	5.193	-6,7%
Comercial	2.112	1.935	9,1%	4.299	4.034	6,6%
Outros	1.979	1.861	6,4%	3.976	3.721	6,9%
<b>Total</b>	<b>10.124</b>	<b>9.680</b>	<b>4,6%</b>	<b>20.344</b>	<b>19.663</b>	<b>3,5%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

### 2.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
CPFL Paulista	1.938	1.849	4,8%	3.770	3.591	5,0%
CPFL Piratininga	1.519	1.457	4,2%	2.924	2.806	4,2%
RGE	284	366	-22,5%	696	722	-3,5%
CPFL Santa Cruz	7	5	41,3%	14	9	54,3%
CPFL Jaguarí	16	11	52,1%	40	27	49,2%
CPFL Mococa	3	-	0,0%	5	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	12	11	7,6%	24	21	17,6%
CPFL Sul Paulista	31	25	24,4%	54	47	15,4%
<b>Total</b>	<b>3.810</b>	<b>3.724</b>	<b>2,3%</b>	<b>7.528</b>	<b>7.223</b>	<b>4,2%</b>

### 2.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Renováveis	820	-	0,0%	1.113	-	0,0%
Comercialização e Geração Convencional	3.400	3.009	13,0%	6.707	6.128	9,5%
<b>Total</b>	<b>4.221</b>	<b>3.009</b>	<b>40,3%</b>	<b>7.821</b>	<b>6.128</b>	<b>27,6%</b>

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera Furnas (Semesa) e demais vendas da geração para fora do grupo, exceto as vendas da Epasa (contrato de disponibilidade). Considera 100% das vendas da CPFL Renováveis. Considera fornecimento provisionado de 9 GWh no 2T12.

No 2T12, as vendas de comercialização e geração totalizaram 4.221 GWh, um aumento de 40,3%, devido ao (i) aumento das vendas para clientes livres, decorrente do aumento do número de clientes em carteira no 2T12 comparado ao 2T11 (de 122 para 208), e (ii) aumento das vendas por meio de contratos bilaterais da comercialização e geração.

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

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) das controladas em conjunto Enercan, Baesa, Foz do Chapecó e Epasa, que são consolidadas proporcionalmente, e (ii) do investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco; as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 30 de junho de 2012 e 31 de dezembro de 2011, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas Ceran, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis. Em 30 de junho de 2011, a participação de acionistas não controladores referia-se à participação de outros sócios nas controladas Ceran e Paulista Lajeado.

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 S. Paulo	234	3.800	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	27	1.495	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	1.325	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	187	20 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	52	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	34	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	76	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	42	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	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
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	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")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 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
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	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")	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>(2)</sup>	São Paulo	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 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2

**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) 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, consultoria e assessoramento a agentes no setor 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")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta e indireta 100%
CPFL Telecom S.A ("CPFL Telecom") <sup>(2)</sup>	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%

Notas:

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

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

<b>Outras</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação</b>
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguar de Geração de Energia Ltda ("Jaguar Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

### 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 24 de agosto de 2011, a associação da CPFL Energia com a ERSA foi efetivamente implementada, por meio da criação da CPFL Renováveis. A CPFL Energia passou a deter indiretamente 54,50% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (43,65%) e CPFL Brasil (10,85%).

A CPFL Renováveis passou a ser consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia a partir de 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.

Em 19 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição da Jantus por meio do aumento do capital da CPFL Brasil na CPFL Renováveis. A CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,0% da CPFL Renováveis, sendo 35,5% por meio da CPFL Geração e 27,5% por meio da CPFL Brasil.

Os resultados da Jantus passaram a ser consolidados nas demonstrações financeiras da CPFL Renováveis a partir de 1 de dezembro de 2011.

#### 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>5.082.649</b>	<b>4.515.489</b>	<b>12,6%</b>	<b>10.124.764</b>	<b>9.025.253</b>	<b>12,2%</b>
Receita Operacional Líquida	3.533.449	3.044.857	16,0%	6.954.437	6.067.641	14,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.882.621)	(1.524.451)	23,5%	(3.548.350)	(2.943.113)	20,6%
Custos e Despesas Operacionais	(1.023.486)	(883.515)	15,8%	(1.910.993)	(1.633.482)	17,0%
Resultado do Serviço	627.341	636.891	-1,5%	1.495.094	1.491.046	0,3%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>929.535</b>	<b>814.571</b>	<b>14,1%</b>	<b>2.013.092</b>	<b>1.834.484</b>	<b>9,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>1.061.956</b>	<b>890.480</b>	<b>19,3%</b>	<b>2.129.328</b>	<b>1.796.001</b>	<b>18,6%</b>
Resultado Financeiro	(238.385)	(182.050)	30,9%	(452.933)	(313.156)	44,6%
Lucro Antes da Tributação	388.957	454.841	-14,5%	1.042.161	1.177.891	-11,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>233.628</b>	<b>294.083</b>	<b>-20,6%</b>	<b>656.826</b>	<b>759.958</b>	<b>-13,6%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>343.879</b>	<b>343.882</b>	<b>0,0%</b>	<b>754.972</b>	<b>719.172</b>	<b>5,0%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)	EBITDA		Lucro Líquido	
	2T12	2T11	2T12	2T11
<b>Valor reportado (A)</b>	<b>929,5</b>	<b>814,6</b>	<b>233,6</b>	<b>294,1</b>
<b>(-) Efeitos não-recorrentes</b>				
Plano de Aposentadoria Incentivada (PAI)	-	(47,5)	-	(31,4)
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)	(11,2)	(4,4)	(7,4)
Provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan	-	(9,6)	-	(6,4)
Encargos de rede básica devidos pela Epasa (referentes a 2010)	-	(6,2)	-	(4,1)
Ajustes de UBP, depreciação, despesa financeira e reversão de créditos fiscais (usinas de geração)	-	-	(25,0)	(13,5)
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(74,6)</b>	<b>(29,4)</b>	<b>(62,8)</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios</b>				
Rito provisório de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari) - Receita Líquida	(63,1)	-	(41,7)	-
Outros Ativos e Passivos Regulatórios	188,8	1,3	122,5	(13,0)
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)</b>	<b>125,7</b>	<b>1,3</b>	<b>80,8</b>	<b>(13,0)</b>
<b>(=) Total de ajustes (D = C - B)</b>	<b>132,4</b>	<b>75,9</b>	<b>110,3</b>	<b>49,8</b>
<b>Valor ajustado (A + D)</b>	<b>1.062,0</b>	<b>890,5</b>	<b>343,9</b>	<b>343,9</b>

## 4.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 2T12 atingiu R\$ 5.083 milhões, representando um aumento de 12,6% (R\$ 567 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\$ 4.761 milhões, um crescimento de 11,6% (R\$ 496 milhões).

O aumento da receita operacional bruta foi beneficiado principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 5,0% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Reajuste tarifário médio das distribuidoras de 5,3% (considerando a percepção do consumidor), no período entre 2T11 e 2T12;
- Aumento de 6,5% (R\$ 21 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Receita adicional bruta na **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 121,6 milhões (R\$ 114,2 milhões líquidos de impostos), devido:
  - (i) Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 86,0 milhões líquidos de impostos);
  - (ii) Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 19,7 milhões líquidos de impostos);
  - (iii) À entrada em operação dos projetos (R\$ 9,9 milhões líquidos de impostos):
    - UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
    - UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
    - UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.

Parcialmente compensados por:

- (iv) Eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 1,4 milhão).

É importante destacar que parte das vendas desses empreendimentos de geração é feita para empresas do Grupo, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação da CPFL Energia.

Esses fatores foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 7,6 milhões em seis distribuidoras do Grupo (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari), decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Desse montante, R\$ 5,7 milhões referem-se à CPFL Piratininga e o restante (R\$ 1,9 milhão) às demais cinco distribuidoras mencionadas.

Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, essas seis distribuidoras efetuaram um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica “Fornecimento de Energia Elétrica” e “Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre” para a rubrica “Obrigações Especiais”.

As distribuidoras efetuaram a reclassificação (sendo que tais valores estão provisionados em “Obrigações Especiais”, em atendimento ao CPC 25), porém estão aguardando a decisão judicial para o tratamento dessas receitas. Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente

de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela Aneel em seu “Agravamento de Instrumento”, que suspende a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da Abradee. As seis distribuidoras estão aguardando o trânsito em julgado da ação para o tratamento definitivo dessas receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.549 milhões, representando um aumento de 5,3% (R\$ 79 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 10,5% no ICMS (R\$ 74,6 milhões); (ii) aumento de 11,0% no encargo setorial CDE (R\$ 14,5 milhões); (iii) aumento na RGR (R\$ 12,6 milhões); (iv) aumento de 18,2% no Proinfa (R\$ 3,0 milhões); e (v) aumento de 8,5% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 2,9 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas reduções: (i) de 11,5% no encargo setorial CCC (R\$ 20,8 milhões) e (ii) de 2,2% no PIS e Cofins (R\$ 8,2 milhões).

A redução do PIS e Cofins é decorrente da reclassificação (no montante de R\$ 49,8 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação, da linha de despesa de “depreciação” (onde eram anteriormente registrados) para a linha de “deduções da receita operacional”. Essa reclassificação foi efetuada para melhor adequação contábil e não produz efeito no lucro líquido.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.533 milhões no 2T12, representando um aumento de 16,0% (R\$ 489 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 3.212 milhões, um crescimento de 14,9% (R\$ 417 milhões).

## 4.2) 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\$ 1.883 milhões no 2T12, representando um aumento de 23,5% (R\$ 358 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 2T12 foi de R\$ 1.539 milhões, o que representa um aumento de 26,7% (R\$ 324 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 169,4 milhões), devido principalmente ao aumento no preço médio de compra (138,0%);
  - (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 116,8 milhões), devido principalmente aos aumentos de 9,0% no preço médio de compra e de 2,3% (194 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 58,8 milhões), decorrente principalmente do aumento de 26,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,0% (26 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 12,0 milhões), devido ao aumento de 89,0% (115 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 32,1% no preço médio de compra.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 33,1 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 343 milhões no 2T12, aumento de 11,1% (R\$ 34 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 12,6% nos encargos da rede básica (R\$ 30,9 milhões), devido principalmente aos aumentos de 18,5% (R\$ 20,6 milhões) na CPFL Paulista e de 18,3% (R\$ 10,3 milhões) na CPFL Piratininga;

- (ii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 22,1 milhões);
- (iii) Aumento de 36,5% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 3,4 milhões);
- (iv) Aumento de 15,4% nos encargos de conexão (R\$ 2,7 milhões);
- (v) Aumento de 7,1% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,5 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 44,9% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18,5 milhões), devido principalmente às reduções de 56,6% (R\$ 15,1 milhões) na CPFL Paulista e de 57,8% (R\$ 6,7 milhões) na CPFL Piratininga.
- (vii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 7,8 milhões).

### 4.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.023 milhões no 2T12, registrando um aumento de 15,8% (R\$ 140 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 28,5% (R\$ 71 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\$ 322 milhões no 2T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 22,3 milhões no 2T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2,5 milhões no 2T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 19,8 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 um aumento líquido de 52,3% (R\$ 105 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 57,2 milhões, devido:
    - Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 43,8 milhões);
    - Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 7,7 milhões);
    - À entrada em operação dos projetos (R\$ 5,7 milhões):
      - ✓ UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
      - ✓ UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
      - ✓ UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.
  - (ii) Aumento no **Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 16,1 milhões, devido principalmente ao efeito líquido negativo, no montante de R\$ 13,4 milhões, dos seguintes itens **não-recorrentes**:
    - ✓ **No 2T11**: ajustes contábeis **não-recorrentes** nas usinas (R\$ 7,5 milhões);
    - ✓ **No 2T12**: ajustes contábeis (de UBP e depreciação) **não-recorrentes** na Baesa e na Enercan (R\$ 20,8 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, a depreciação e amortização do **Segmento de Geração Convencional** no 2T12 somariam R\$ 63,2 milhões, comparadas a R\$ 60,4 milhões no 2T11, um aumento de 4,6% (R\$ 2,8 milhões), devido principalmente à

alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel, que diminuiu a vida útil dos ativos de geração (R\$ 3,3 milhões).

Em 4 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Esta alteração resultou em uma redução na vida útil dos ativos de geração e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

(iii) Aumento no **Segmento de Distribuição**, no valor de R\$ 34,2 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Reclassificação, no montante de R\$ 49,8 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, da linha de despesa de “depreciação” (onde eram anteriormente registrados) para a linha de “deduções da receita operacional”. Essa reclassificação foi efetuada para melhor adequação contábil e não produz efeito no lucro líquido.

Parcialmente compensada por:

- ✓ Redução, no montante de R\$ 14,8 milhões, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel. Em média, esta alteração (já explicada no item “(ii)” acima) resultou em um aumento na vida útil dos ativos de distribuição e, em consonância com o CPC 23, as distribuidoras alteraram a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

Os efeitos que contribuíram para o aumento dos custos e despesas operacionais foram parcialmente compensados por:

- PMSO, item que atingiu R\$ 399,6 milhões no 2T12, comparado a R\$ 455,4 milhões no 2T11, registrando uma redução de 12,3% (R\$ 55,9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T11):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal do **2T11** devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 47,5 milhões);
  - (ii) Gastos **não-recorrentes** com 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 (R\$ 6,7 milhões no 2T12, comparados a R\$ 11,2 milhões no 2T11, apresentando variação de R\$ 4,5 milhões);
  - (iii) Efeito **não-recorrente no 2T11** referente à provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 9,6 milhões);
  - (iv) PMSO adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 28,4 milhões, referente:
    - ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 27,1 milhões);
    - ✓ Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 1,9 milhões);
    - ✓ À entrada em operação dos projetos (R\$ 0,4 milhão):
      - ✓ UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
      - ✓ UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
      - ✓ UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.

Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 1,0 milhão).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T12 seria de R\$ 364,4 milhões, comparado a R\$ 387,1 milhões no 2T11, uma **redução de 5,8% (R\$ 22,6 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 5,1% (últimos 12 meses).

Essa redução é resultante da implantação do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI) e da metodologia “**orçamento base zero**” (OBZ) no Grupo CPFL. A metodologia OBZ evita que eventuais ineficiências nos processos de orçamento passados sejam perpetuadas pela empresa, ou seja, que sejam mantidas nos orçamentos futuros.

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	2T12	2T11	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (A)</b>	<b>(399,6)</b>	<b>(455,4)</b>	<b>55,9</b>	<b>-12,3%</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Plano de Aposentadoria Incentivada (PAI)	-	(47,5)	47,5	-
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)	(11,2)	4,5	-
Provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan	-	(9,6)	9,6	-
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(68,4)</b>	<b>61,7</b>	<b>-</b>
<b>Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)</b>				
PMSO adicional da CPFL Renováveis	(28,4)	-	(28,4)	-
<b>(=) Total outros ajustes (C)</b>	<b>(28,4)</b>	<b>-</b>	<b>(28,4)</b>	<b>-</b>
<b>PMSO ajustado (A - B - C)</b>	<b>(364,4)</b>	<b>(387,1)</b>	<b>22,6</b>	<b>-5,8%</b>

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

- (i) Gastos com materiais, que registraram redução de 16,2% (R\$ 3,8 milhões), devido principalmente à diminuição dos gastos com manutenção e operação de linhas e redes, e com manutenção de equipamentos (R\$ 4,8 milhões);
- (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 10,7% (R\$ 13,3 milhões), devido principalmente à redução dos gastos com: (i) leitura de medidores (R\$ 5,7 milhões); (ii) transportes (R\$ 5,2 milhões); (iii) consultoria (R\$ 4,3 milhões); e (iv) entrega e cobrança de fatura (R\$ 2,3 milhões);
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 15,7% (R\$ 12,7 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Redução nos gastos com royalties das usinas Baesa, Enercan, Ceran e Foz do Chapecó, em função de menor geração de energia no 2T12 (R\$ 5,2 milhões);
  - ✓ Ganho com a alienação de ativos (R\$ 3,1 milhões);

- ✓ Redução das despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 0,6 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 4,5% (R\$ 7,2 milhões), decorrente principalmente dos seguintes fatores:
  - ✓ Acordos coletivos de 2011 (afetando abril e maio) e de 2012 (afetando junho) que reajustaram os salários em 7,58% em média (R\$ 9,2 milhões);
  - ✓ Expansão das atividades da CPFL Serviços e da CPFL Atende (R\$ 2,4 milhões).

Desconsiderando esses efeitos, os gastos com pessoal apresentariam uma redução de 2,8% (R\$ 4,4 milhões).

#### 4.4) 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 estorno de custo de R\$ 125,7 milhões no 2T12 e de R\$ 1,3 milhão no 2T11 (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.

##### Rito tarifário provisório:

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 2T12 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari), correspondente à redução de R\$ 63,1 milhões no EBITDA. A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011, no caso da CPFL Piratininga, e em 3 de fevereiro de 2012, no caso das demais distribuidoras (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari). Dessa forma, o montante referente ao impacto do rito provisório da revisão tarifária das distribuidoras em 2012 deverá ser acumulado de 1 de janeiro até 22 de outubro de 2012, para o caso da CPFL Piratininga, e de 3 de fevereiro até 31 de dezembro de 2012 para as demais 5 distribuidoras menores.

Impacto do Rito Provisório (R\$ milhões)	EBITDA		Lucro Líquido
	2T12	2T12	2T12
CPFL Piratininga	(51,5)		(34,0)
CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari	(11,6)		(7,7)
<b>Total</b>	<b>(63,1)</b>		<b>(41,7)</b>

#### 4.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 2T12 foi de R\$ 930 milhões, registrando um aumento de 14,1% (R\$ 115 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 1.062 milhões no 2T12, comparado a R\$ 890 milhões no 2T11, um aumento de 19,3% (R\$ 171 milhões).

## 4.6) Resultado Financeiro

No 2T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 238 milhões, um aumento de 30,9% (R\$ 56,3 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 182 milhões registrada no 2T11.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 18,7% (R\$ 57,5 milhões), passando de R\$ 307,6 milhões no 2T11 para R\$ 365,1 milhões no 2T12, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Despesa financeira advinda da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 44,1 milhões, referente:
    - ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 31,3 milhões);
    - ✓ Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 12,8 milhões).
  - (ii) Maior despesa financeira em virtude do maior estoque de dívida nas demais controladas (R\$ 14,6 milhões);
  - (iii) Efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) nas distribuidoras (R\$ 16,2 milhões);Parcialmente compensados por:
  - (iv) Redução da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 17,4 milhões), devido principalmente aos ajustes contábeis **não-recorrentes** referentes ao recálculo de UBP das usinas (R\$ 13,7 milhões), efetuados como segue:
    - ✓ Aumento de despesa no **2T11** (R\$ 13,0 milhões);
    - ✓ Redução de despesa no **2T12** (R\$ 0,7 milhão).
- Receitas Financeiras: aumento de 1,0% (R\$ 1,2 milhão), passando de R\$ 125,5 milhões no 2T11 para R\$ 126,7 milhões no 2T12.

## 4.7) Lucro Líquido

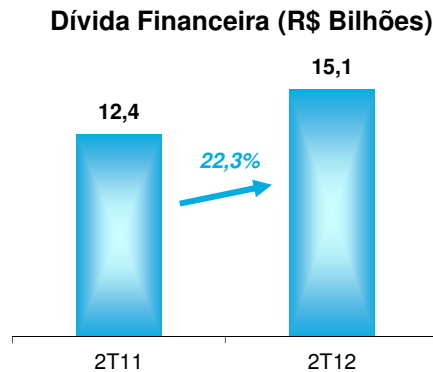
No 2T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 234 milhões, redução de 20,6% (R\$ 60 milhões). Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da Companhia para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios, principalmente área de geração da CPFL Renováveis, conforme explicitado no item anterior.

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 2T12 foi de R\$ 229 milhões, redução de 20,4% (R\$ 59 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 288 milhões do 2T11.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 344 milhões no 2T12, comparado a R\$ 344 milhões no 2T11, não apresentando variação.

## 5) ENDIVIDAMENTO

### 5.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 15.149 milhões no 2T12, aumento de R\$ 2.764 milhões ou 22,3%. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- da consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS, agregou cerca de R\$ 3.444 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Parte destes recursos, cerca de R\$ 1.761 milhões, foi assumida através da fusão com os ativos da ERSA na formação da CPFL Renováveis e das aquisições dos ativos da Jantus, da PCH Santa Luzia e dos parques eólicos Bons Ventos. Além disso, foram realizadas captações de recursos para pagamento destas aquisições, assim como para a construção dos vários projetos *greenfield*, que totalizaram cerca de R\$ 1.683 milhões;
- da redução do endividamento em função de amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 855 milhões nas 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\$ 175 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\$ 1.683 milhões e assunções de dívidas no montante de R\$ 1.761 milhões:
  - + Emissão de debêntures pela CPFL Renováveis (1ª Emissão de R\$ 430 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 584 milhões;
  - + Captação relacionada à aquisição da PCH Santa Luzia através da 2ª Emissão de Debêntures, no montante de R\$ 165 milhões;
  - + Captação relacionada à aquisição da Bons Ventos (operação com ações preferenciais resgatáveis), no montante de R\$ 400 milhões;
  - + Captações de linhas de capital de giro relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada e ao Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 79 milhões;
  - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 51 milhões, relativas a

- financiamento junto ao BNDES;
- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 26 milhões;
  - + Endividamento proveniente da criação da CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 475 milhões;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da Jantus pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 666 milhões, dos quais R\$ 517 milhões são relativos à 1ª Emissão de Debêntures e R\$ 149 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da PCH Santa Luzia pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 130 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da Bons Ventos pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 490 milhões, dos quais R\$ 224 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES, R\$ 189 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB e R\$ 77 milhões são relativos a financiamento junto ao Nordic Investment Bank (NIB).
- Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 33 milhões:
    - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 952 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 336 milhões), RGE (R\$ 129 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Jaguarí (R\$ 7 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 7 milhões);
    - + Captações de linhas de capital de giro pela CPFL Jaguarí (R\$ 19 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 7 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 6 milhões);
    - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 29 milhões;
    - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (4ª Emissão de R\$ 280 milhões), RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões e 4ª Emissão de R\$ 185 milhões), CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 213 milhões e 4ª Emissão de R\$ 110 milhões), CPFL Leste Paulista (1ª Emissão de R\$ 24 milhões), CPFL Sul Paulista (1ª Emissão de R\$ 16 milhões) e CPFL Jaguarí (1ª Emissão de R\$ 10 milhões);
    - Amortização de dívidas na modalidade suportada pela Resolução Bacen nº 2770, realizada pela CPFL Paulista (R\$ 489 milhões);
    - Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 21 milhões.
  - CPFL Geração, Epasa e Empreendimentos de Geração Convencional: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 723 milhões:
    - + Emissão de debêntures pela Epasa (3ª Emissão de R\$ 69 milhões);
    - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 105 milhões), CPFL Brasil (R\$ 6 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 5 milhões);
    - + Captação de financiamento, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões);
    - + Captação de financiamento junto ao BNB pela Epasa (R\$ 10 milhões);
    - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (2ª Emissão de R\$ 211 milhões), CPFL Geração (2ª Emissão de R\$ 425 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 4 milhões);
    - Amortizações de linhas de capital de giro pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões), Foz do

Chapecó (R\$ 26 milhões) e Ceran (R\$ 22 milhões);

- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 56 milhões), Ceran (R\$ 54 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 50 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões) e Epasa (R\$ 4 milhões);
- Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 7 milhões.

- **CPFL Brasil:**

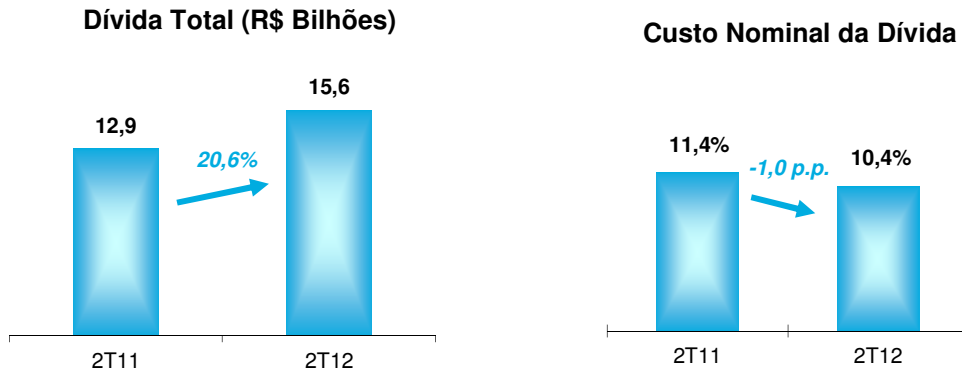
- Amortização de principal das debêntures da CPFL Brasil (1ª Emissão de R\$ 165 milhões).

Durante o segundo semestre de 2011, a CPFL Energia colocou em prática sua estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. No período de 12 meses findos em 30 de junho de 2012, a CPFL Energia realizou amortizações que superaram a marca dos R\$ 3.000 milhões. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 1,0 ponto percentual para 10,4% ao ano, além de alongar o perfil de seu endividamento em 7,3%, de 4,1 para 4,4 anos. Dessa forma, o percentual de dívidas classificadas como curto-prazo caiu de 21,1%, no 2T11, para 13,2%, no 2T12.

Dívida Financeira - 2T12 (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
<b>Moeda Nacional</b>							
BNDES - Repotenciação	(1.913)	-	3.670	2.958	1.756	2.958	4.714
BNDES/BNB - Investimento	26.103	-	588.048	4.355.294	614.151	4.355.294	4.969.445
BNDES - Bens de Renda	62	-	2.590	7.590	2.653	7.590	10.242
BNDES - Capital de Giro	402	-	85.597	6.895	85.999	6.895	92.894
Instituições Financeiras	158.955	185	501.712	1.989.323	660.667	1.989.509	2.650.176
Outros	779	-	11.306	26.055	12.085	26.055	38.140
<b>Sub-Total</b>	<b>184.388</b>	<b>185</b>	<b>1.192.922</b>	<b>6.388.115</b>	<b>1.377.311</b>	<b>6.388.301</b>	<b>7.765.611</b>
<b>Moeda Estrangeira</b>							
Instituições Financeiras	19.280	-	2.220	2.081.839	21.500	2.081.839	2.103.339
<b>Sub-Total</b>	<b>19.280</b>	<b>-</b>	<b>2.220</b>	<b>2.081.839</b>	<b>21.500</b>	<b>2.081.839</b>	<b>2.103.339</b>
<b>Debêntures</b>							
CPFL Energia	13.258	-	150.000	300.000	163.258	300.000	463.258
CPFL Paulista	6.111	-	213.333	695.878	219.445	695.878	915.323
CPFL Piratininga	6.842	-	-	418.730	6.842	418.730	425.572
RGE	7.974	-	126.667	196.399	134.641	196.399	331.040
CPFL Santa Cruz	341	-	-	64.718	341	64.718	65.059
CPFL Brasil	9.398	-	-	1.315.919	9.398	1.315.919	1.325.317
CPFL Geração	10.644	-	-	940.987	10.644	940.987	951.631
EPASA	7.454	-	14.077	54.040	21.531	54.040	75.571
BAESA	390	-	5.716	18.654	6.106	18.654	24.760
ENERCAN	199	-	3.634	45.183	3.833	45.183	49.016
CPFL Renováveis	9.930	-	26.371	1.077.422	36.301	1.077.422	1.113.723
<b>Sub-Total</b>	<b>72.541</b>	<b>-</b>	<b>539.798</b>	<b>5.127.931</b>	<b>612.339</b>	<b>5.127.931</b>	<b>5.740.270</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>276.209</b>	<b>185</b>	<b>1.734.940</b>	<b>13.597.885</b>	<b>2.011.150</b>	<b>13.598.070</b>	<b>15.609.220</b>
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.840)</b>	<b>(449.036)</b>	<b>(459.876)</b>
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.000.309</b>	<b>13.149.035</b>	<b>15.149.344</b>
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	13,2%	86,8%	100%

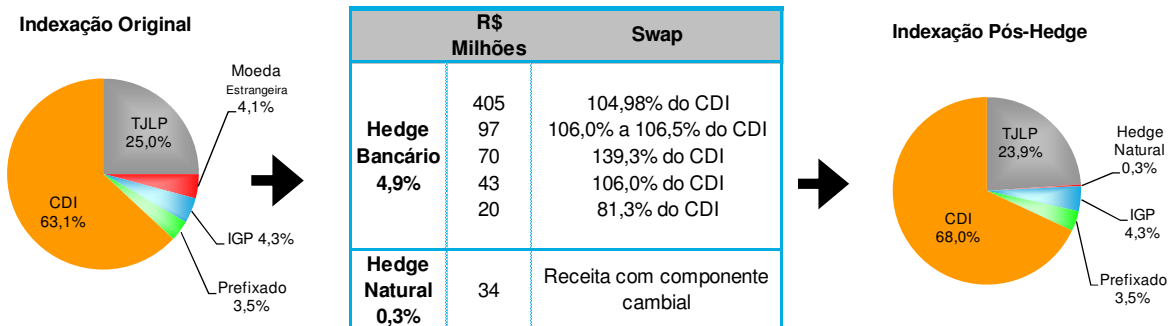
Do total do endividamento de R\$ 15.149 milhões no 2T12, R\$ 13.149 milhões (86,8%) são considerados de longo prazo e R\$ 2.000 milhões (13,2%) são considerados de curto prazo. No 2T11, do total de R\$ 12.386 milhões, R\$ 9.769 milhões (78,9%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.617 milhões (21,1%) eram considerados de curto prazo.

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

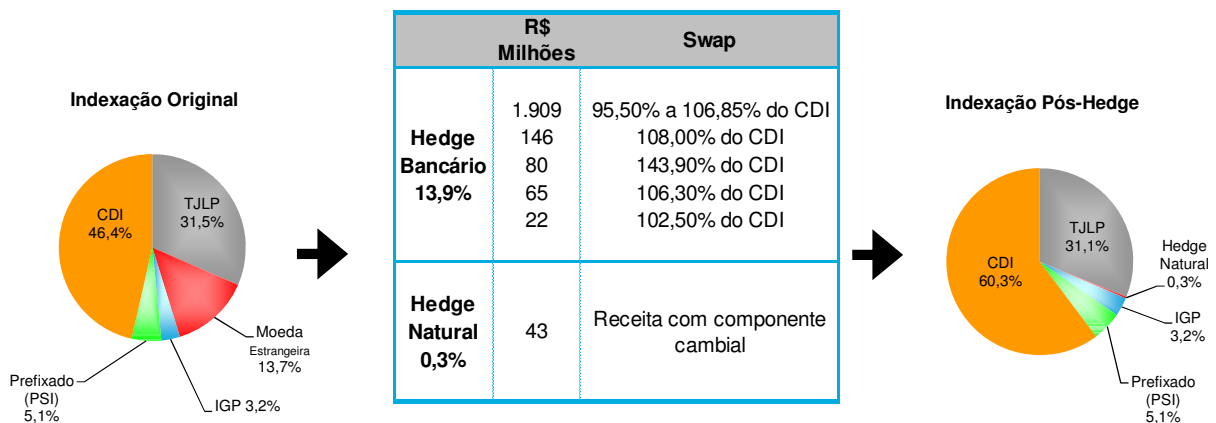


A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 15.566 milhões no 2T12, aumento de 20,6%. O seu custo médio nominal passou de 11,4% a.a., no 2T11, para 10,4% a.a., no 2T12, em função da redução do CDI (de 11,0% para 10,7%) e do IGP-M (de 8,6% para 5,1%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

### Perfil da Dívida – 2T11



### Perfil da Dívida – 2T12



Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 23,9%, no 2T11, para 31,1%, no 2T12) e prefixadas-PSI (de 3,5%, no 2T11, para 5,1%, no 2T12), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 68,0%, no 2T11, para 60,3%, no 2T12) e ao IGP-M/IGP-DI (de 4,3%, no 2T11, para 3,2%, no 2T12).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 13,7% e 31,5%, respectivamente, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira e TJLP para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP são de 0,3% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 31,1%, respectivamente.

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

### 5.3) Dívida Líquida e Alavancagem

R\$ Mil	2T12	2T11	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(15.149.344)	(12.385.801)	22,3%
(+) Disponibilidades	2.014.281	4.402.948	-54,3%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(13.135.064)</b>	<b>(7.982.853)</b>	<b>64,5%</b>

No 2T12, a dívida líquida atingiu R\$ 13.135 milhões, um aumento de 64,5% ou R\$ 5.152 milhões, em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 2.764 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 5.1;
- Redução de R\$ 2.388 milhões no saldo de caixa, explicado principalmente por:
  - (i) Geração de caixa das atividades operacionais: +R\$ 2.342 milhões;
  - (ii) Pagamento de aquisições (Jantus, Santa Luzia, Atlântica e Bons Ventos): -R\$ 1.602 milhões;
  - (iii) Investimentos realizados no período: -R\$ 2.437 milhões;
  - (iv) Captações líquidas no período: +R\$ 634 milhões;
  - (v) Pagamento de dividendos: -R\$ 1.515 milhões;
  - (vi) Demais movimentações: +R\$ 190 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 Jantus e Bons Ventos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 11.767 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 4.182 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T12 alcançou 2,81x (valor a ser revisado pelos auditores independentes). Considerando-se a dívida líquida sem ajuste e o EBITDA reportado IFRS acumulado de 12 meses até o final do 2T12 no valor de R\$ 3.947 milhões, a Companhia teria encerrado o trimestre com uma alavancagem líquida de 3,33x.

## 5.4) Novas Captações em Julho de 2012

Seguindo sua estratégia de *pre-funding* e visando o aproveitamento das melhores condições de mercado, a Companhia realizou, no mês de julho de 2012, novas captações para rolagem de sua dívida vincenda em 2013.

### Emissões de Debêntures

Em junho de 2012, foram aprovadas as emissões de debêntures para as sociedades controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, com prestação de garantia pela CPFL Energia. As emissões foram realizadas no montante total de R\$ 1.270 milhões, com prazo de 7 anos e taxa de juros de CDI + 0,80% a.a.. Os montantes por empresa foram os seguintes: (i) CPFL Paulista: R\$ 660 milhões; (ii) CPFL Piratininga: R\$ 110 milhões; e (iii) RGE: R\$ 500 milhões. Os montantes foram liberados em julho de 2012.

### Liberações de Financiamentos por meio da Lei 4.131/62

Em julho de 2012, ocorreram liberações para sociedades controladas no montante total de R\$ 297 milhões, com prazo entre 3 e 4 anos e custo médio de 104,7% do CDI. Os montantes por empresa foram os seguintes: (i) RGE: R\$ 94 milhões; (ii) CPFL Piratininga: R\$ 64 milhões; (iii) CPFL Paulista: R\$ 49 milhões; (iv) CPFL Leste Paulista: R\$ 25 milhões; (v) CPFL Sul Paulista: R\$ 21 milhões; (vi) CPFL Santa Cruz: R\$ 20 milhões; (vii) CPFL Jaguarí: R\$ 13 milhões; e (viii) CPFL Mococa: R\$ 11 milhões.

### Emissões de Notas Promissórias

Em julho de 2012, certas sociedades controladas pela CPFL Renováveis captaram o montante total de R\$ 320 milhões por meio de emissões de notas promissórias, com prazo de 128 dias e taxa de juros de 108,5% do CDI. Os montantes por empresa foram os seguintes: (i) SPE Bio Alvorada Energia S.A.: R\$ 45 milhões; (ii) Bio Coopcana Energia S.A.: R\$ 45 milhões; (iii) Atlântica I Parque Eólico S.A.: R\$ 57,5 milhões; (iv) Atlântica II Parque Eólico S.A.: R\$ 57,5 milhões; (v) Atlântica IV Parque Eólico S.A.: R\$ 57,5 milhões; (vi) Atlântica V Parque Eólico S.A.: R\$ 57,5 milhões.

## 6) INVESTIMENTOS

No 2T12, foram realizados investimentos de R\$ 715 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 339 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 371 milhões à geração (R\$ 369 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 5 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.270 milhões de investimentos no 1S12, dos quais R\$ 606 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 659 milhões à geração (R\$ 652 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 5 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T12 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 infra-estrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à

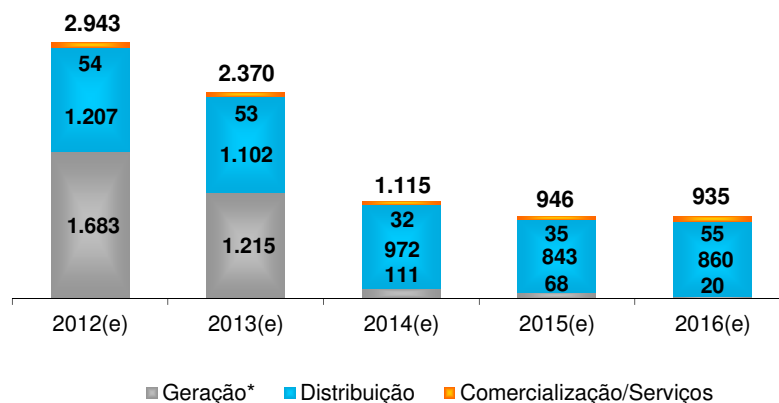
gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente às UTEs Bio Ipê, Bio Pedra, Alvorada e Coopcana, PCH Salto Góes, Parque Eólico Campo dos Ventos II e Complexos Eólicos Santa Clara, Macacos I, 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. Inclui investimentos para todos os novos empreendimentos anunciados pelo Grupo, inclusive Parques Eólicos Atlântica.

## 7) DIVIDENDOS

A CPFL Energia declarou a distribuição de dividendos intermediários, referentes ao 1S12, no montante de R\$ 640 milhões, equivalentes a R\$ 0,665339515 por ação e correspondentes a 100% do lucro líquido atribuído aos acionistas controladores no período.

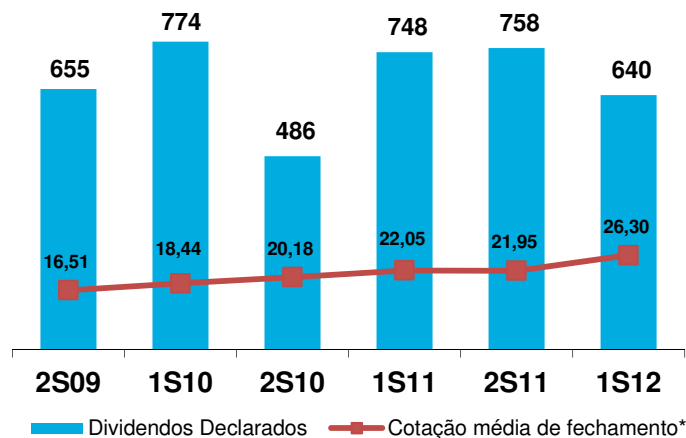
Terão direito aos dividendos os acionistas detentores de ações em 13 de agosto de 2012, e a partir de 14 de agosto de 2012 as ações serão negociadas ex-dividendo, tanto na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA), como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE).

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S10	2S10	1S11	2S11	1S12
Dividend Yield - últimos 12 meses <sup>(1)</sup>	8,6%	6,9%	6,0%	7,1%	6,1%

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

O *dividend yield* referente ao 1S12, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 26,30 por ação) é de 2,5% (6,1% nos últimos 12 meses).

### Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões



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 100%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

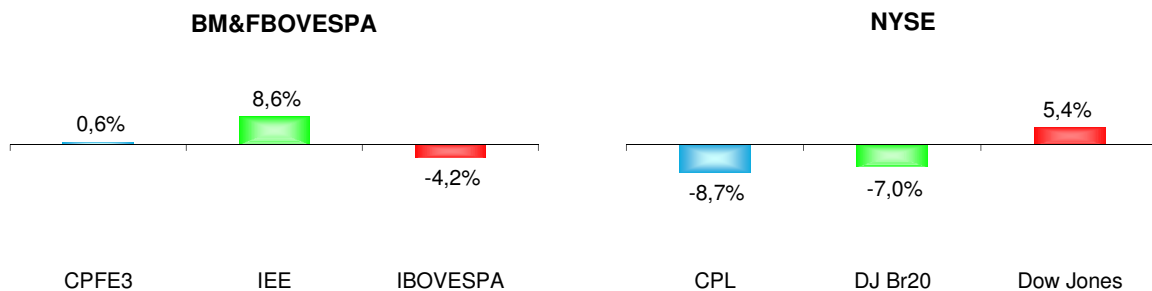
## 8) MERCADO DE CAPITAIS

### 8.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,7% 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.

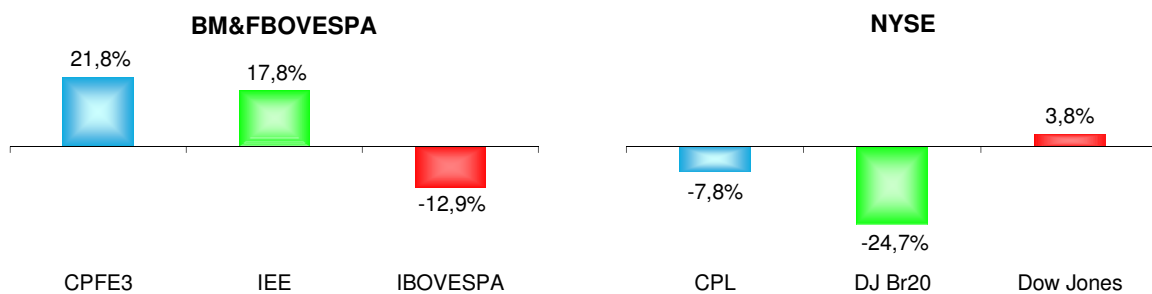
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 25,40 por ação e US\$ 24,99 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/06/2012).

#### Desempenho das Ações – 1S12 (com proventos)



No 1S12, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 0,6% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 8,7% na NYSE.

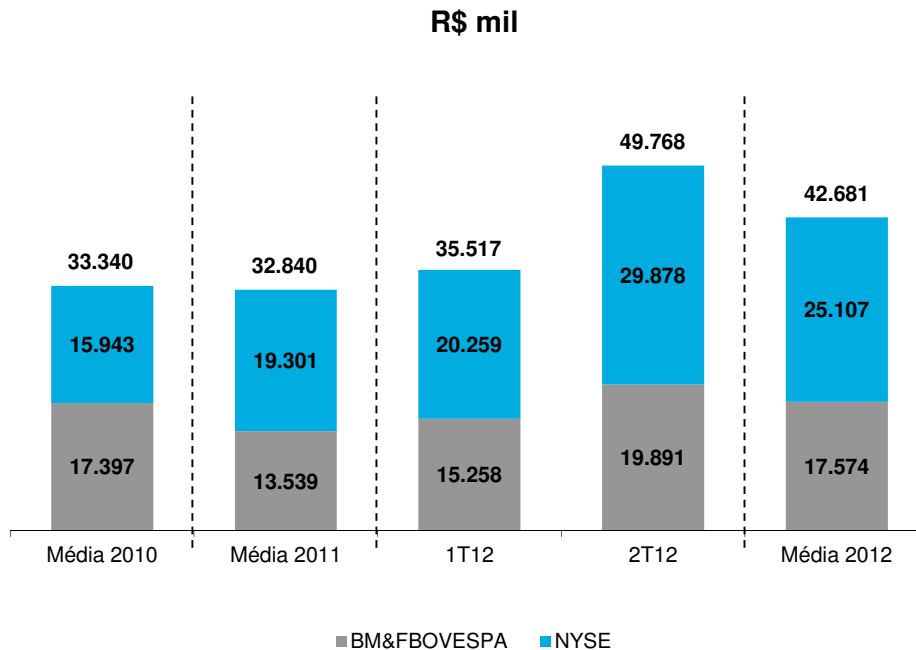
#### Desempenho das Ações – Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 21,8% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 7,8% na NYSE.

## 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 1S12 foi de R\$ 42,7 milhões, sendo R\$ 17,6 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 25,1 milhões na NYSE, representando um aumento de 30,0% em relação a 2011. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 44,1%, passando de uma média diária de 2.045 negócios, em 2011, para 2.947 negócios, no 1S12.



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

## 8.3) Ratings

Manutenção do *rating* de crédito da CPFL Energia, pela Standard and Poor's e pela Fitch Ratings, após as operações de aquisição da Jantus e de associação com a ERSA.

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

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2009	2010	2011	2T12
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>	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

## Moody's atribuiu *ratings* corporativos à CPFL Renováveis

Em 11 de julho de 2012, a CPFL Renováveis emitiu Comunicado ao Mercado informando que, naquela data, a Moody's America Latina Ltda. ("**Moody's**") atribuiu à Companhia *rating* corporativo **Ba2** em moeda local na escala global e *rating* corporativo **Aa3.br** em moeda local na escala nacional brasileira. A perspectiva é estável e esta é a primeira vez que Moody's atribui *ratings* a CPFL Renováveis.

## 9) 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.

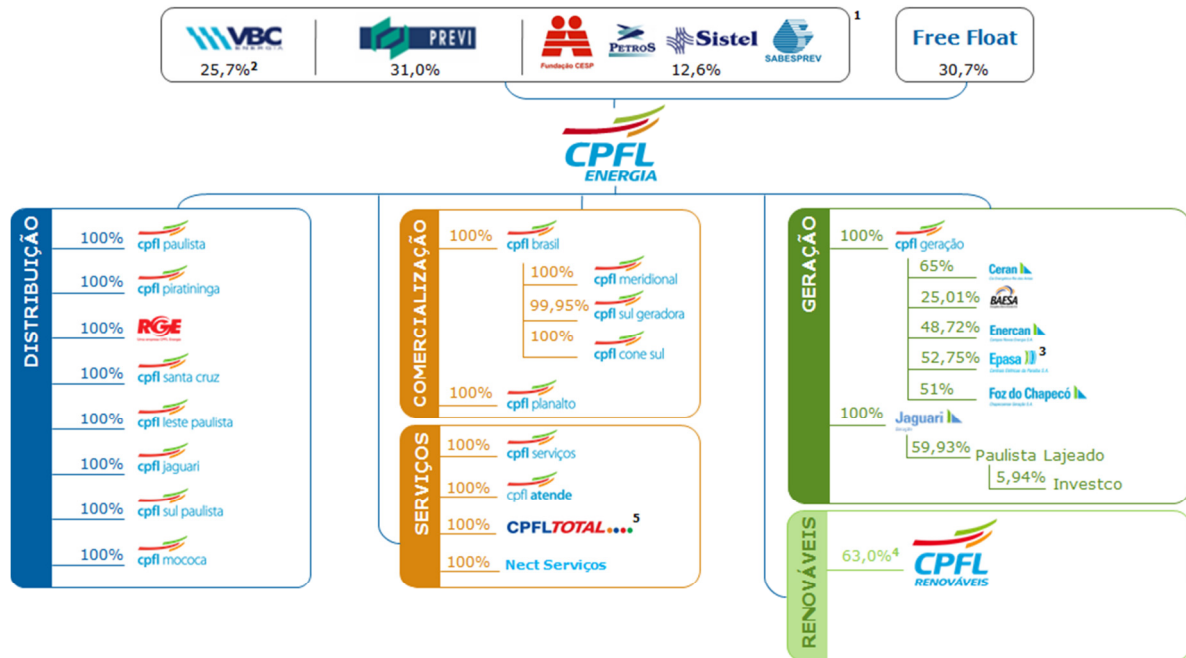
Durante o ano de 2011, o estatuto social da CPFL Energia sofreu ajustes, adequando-o ao novo regulamento de listagem do Novo Mercado. Com a introdução do Programa de Transformação, a composição e as competências da diretoria também foram alteradas, extinguindo os cargos de três vice-presidentes (Distribuição, Geração e Comercialização de Energia) e criando os cargos de Vice-Presidente de Operações e Vice-Presidente de Relações Institucionais. Dessa forma, o número de reportes diretos à presidência, incluindo os vice-presidentes, foi reduzido de 15 para 9, visando uma estrutura mais ágil, moderna e adequada ao crescimento do Grupo, além de privilegiar o foco nas operações mais estratégicas, potencializar a atuação em relacionamentos institucionais e viabilizar a gestão da mudança da cultura e dos processos de tomada de decisão da Companhia.

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).

## 10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/06/2012

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 da empresa Camargo Corrêa S.A.;
- (3) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (4) CPFL Energia detém 63,0% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração com 35,5% e da CPFL Brasil com 27,5%;
- (5) CPFL Energia detém 100% de participação na CPFL Total, sendo 47,4% diretamente e 52,6% indiretamente, por meio da CPFL Brasil.

## 11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 11.1) Segmento de Distribuição

#### 11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.460.063</b>	<b>4.089.376</b>	<b>9,1%</b>	<b>8.894.232</b>	<b>8.152.021</b>	<b>9,1%</b>
Receita Operacional Líquida	2.969.899	2.660.724	11,6%	5.838.632	5.279.568	10,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.848.888)	(1.533.781)	20,5%	(3.500.454)	(2.967.791)	17,9%
Custos e Despesas Operacionais	(763.400)	(685.239)	11,4%	(1.420.101)	(1.285.258)	10,5%
Resultado do Serviço	357.611	441.705	-19,0%	918.076	1.026.519	-10,6%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>480.475</b>	<b>510.818</b>	<b>-5,9%</b>	<b>1.108.995</b>	<b>1.165.233</b>	<b>-4,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>612.896</b>	<b>567.895</b>	<b>7,9%</b>	<b>1.225.231</b>	<b>1.107.918</b>	<b>10,6%</b>
Resultado Financeiro	(65.773)	(43.819)	50,1%	(129.054)	(74.594)	73,0%
Lucro antes da Tributação	291.838	397.885	-26,7%	789.023	951.925	-17,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>212.828</b>	<b>285.830</b>	<b>-25,5%</b>	<b>539.042</b>	<b>650.831</b>	<b>-17,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>298.080</b>	<b>309.687</b>	<b>-3,7%</b>	<b>612.189</b>	<b>595.568</b>	<b>2,8%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.
- (4) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta no 2T12 atingiu R\$ 4.460 milhões, representando um aumento de 9,1% (R\$ 371 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\$ 4.138 milhões, um crescimento de 7,8% (R\$ 299 milhões).

O aumento da receita operacional bruta foi beneficiado principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 5,0% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Reajuste tarifário médio das distribuidoras de 5,3% (considerando a percepção do consumidor), no período entre 2T11 e 2T12;
- Aumento de 6,7% (R\$ 21,8 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre.

Esses fatores foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 7,6 milhões em seis distribuidoras do Grupo (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari), decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Desse montante, R\$ 5,7 milhões referem-se à CPFL Piratininga e o restante (R\$ 1,9 milhão) às demais cinco distribuidoras mencionadas.

Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, essas seis distribuidoras efetuaram um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica "Fornecimento de Energia Elétrica" e "Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre" para a rubrica "Obrigações Especiais".

As distribuidoras efetuaram a reclassificação (sendo que tais valores estão provisionados em "Obrigações Especiais", em atendimento ao CPC 25), porém estão aguardando a decisão judicial

para o tratamento dessas receitas. Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela Aneel em seu “Agravamento de Instrumento”, que suspende a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da Abradee. As seis distribuidoras estão aguardando o trânsito em julgado da ação para o tratamento definitivo dessas receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.490 milhões, representando um aumento de 4,3% (R\$ 61,5 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 10,4% no ICMS (R\$ 72,9 milhões); (ii) aumento na RGR (R\$ 11,9 milhões); (iii) aumento de 18,2% no Proinfa (R\$ 3,0 milhões); (iv) aumento de 7,1% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 2,3 milhões); e (v) aumento de 11,3% no encargo setorial CDE (R\$ 14,9 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas reduções: (i) de 11,5% nos encargos setoriais CCC (R\$ 20,8 milhões); e (ii) de 6,4% no PIS e Cofins (R\$ 22,5 milhões).

A redução do PIS e Cofins é decorrente da reclassificação (no montante de R\$ 49,8 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação, da linha de despesa de “depreciação” (onde eram anteriormente registrados) para a linha de “deduções da receita operacional”. Essa reclassificação foi efetuada para melhor adequação contábil e não produz efeito no lucro líquido.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.970 milhões no 2T12, representando um aumento de 11,6% (R\$ 309 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.648 milhões, um crescimento de 9,9% (R\$ 238 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\$ 1.849 milhões no 2T12, representando um aumento de 20,5% (R\$ 315 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 2T12 foi de R\$ 1.523 milhões, o que representa um aumento de 22,3% (R\$ 278 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 158,8 milhões), devido principalmente ao aumento no preço médio de compra (322,1%);
  - (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 79,8 milhões), devido principalmente aos aumentos de 5,6% no preço médio de compra e de 1,9% (147 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 58,8 milhões), decorrente principalmente do aumento de 26,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,0% (26 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 12,0 milhões), devido ao aumento de 89,0% (115 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 32,1% no preço médio de compra.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de PIS e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 31,4 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 326 milhões no 2T12, aumento de 12,9% (R\$ 37 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 15,5% nos encargos da rede básica (R\$ 35,4 milhões), devido principalmente aos aumentos de 18,5% (R\$ 20,6 milhões) na CPFL Paulista e de 18,3% (R\$ 10,3 milhões) na CPFL Piratininga;
- (ii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 22,1 milhões);
- (iii) Aumento de 23,6% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1,2 milhão);
- (iv) Aumento de 15,6% nos encargos de conexão (R\$ 2,7 milhões);
- (v) Aumento de 7,1% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,5 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 44,9% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18,5 milhões), devido principalmente às reduções de 56,6% (R\$ 15,1 milhões) na CPFL Paulista e de 57,8% (R\$ 6,7 milhões) na CPFL Piratininga;
- (vii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 7,3 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 763 milhões no 2T12, registrando um aumento de 11,4% (R\$ 78 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 28,5% (R\$ 71 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\$ 322 milhões no 2T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 21,7 milhões no 2T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2,1 milhões no 2T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 19,6 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 um aumento líquido de 37,6% (R\$ 34,2 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Reclassificação, no montante de R\$ 49,8 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, da linha de despesa de “depreciação” (onde eram anteriormente registrados) para a linha de “deduções da receita operacional”. Essa reclassificação foi efetuada para melhor adequação contábil e não produz efeito no lucro líquido.

Parcialmente compensada por:

- (ii) Redução, no montante de R\$ 14,8 milhões, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel. Em 4 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Em média, esta alteração resultou em um aumento na vida útil dos ativos de distribuição e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

Os efeitos que contribuíram para o aumento nos custos e despesas operacionais foram parcialmente compensados por:

- PMSO, item que atingiu R\$ 318,8 milhões no 2T12, comparado a R\$ 365,7 milhões no 2T11, registrando uma redução de 12,8% (R\$ 46,9 milhões), devido principalmente aos seguintes

fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T11):

- (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal do **2T11** devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 44,6 milhões);
- (ii) Gastos **não-recorrentes** com 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 (R\$ 6,7 milhões no 2T12, comparados a R\$ 11,2 milhões no 2T11, apresentando variação de R\$ 4,5 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T12 seria de R\$ 312,1 milhões, comparado a R\$ 309,9 milhões no 2T11, um **aumento de 0,7% (R\$ 2,2 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 5,1% (últimos 12 meses).

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 3,2% (R\$ 4,1 milhões), decorrente principalmente dos acordos coletivos de 2011 (afetando abril e maio) e de 2012 (afetando junho) que reajustaram os salários em 7,56% em média (R\$ 8 milhões);
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 3,8% (R\$ 2,2 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 3,8% (R\$ 4,1 milhões), devido principalmente à redução dos gastos com leitura de medidores (R\$ 5,7 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 estorno de custo de R\$ 125,7 milhões no 2T12 e de R\$ 1,3 milhão no 2T11 (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.

### Rito tarifário provisório:

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 2T12 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari), correspondente à redução de R\$ 63,1 milhões no EBITDA. A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011, no caso da CPFL Piratininga e em 3 de fevereiro de 2012, no caso das demais distribuidoras (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari). Dessa forma, o montante referente ao impacto do rito provisório da revisão tarifária das distribuidoras em 2012 deverá ser acumulado de 1 de janeiro até 22 de outubro de 2012, para o caso da CPFL Piratininga, e de 3 de fevereiro até 31 de dezembro de 2012 para as demais 5 distribuidoras menores.

Impacto do Rito Provisório (R\$ milhões)	EBITDA		Lucro Líquido
	2T12	2T12	2T12
CPFL Piratininga	(51,5)		(34,0)
CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari	(11,6)		(7,7)
<b>Total</b>	<b>(63,1)</b>		<b>(41,7)</b>

## EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 2T12 foi de R\$ 480 milhões, registrando uma redução de 5,9% (R\$ 30 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 613 milhões no 2T12, comparado a R\$ 568 milhões no 2T11, um aumento de 7,9% (R\$ 45 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 65,8 milhões, um aumento de 50,1% (R\$ 22,0 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 43,8 milhões registrada no 2T11, devido principalmente ao aumento de 15,4% (R\$ 21,4 milhões) nas despesas financeiras, que passaram de R\$ 139 milhões no 2T11 para R\$ 161 milhões no 2T12.

Essa variação é decorrente principalmente: (i) do efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 16,2 milhões); e (ii) de maior despesa financeira em virtude do maior estoque de dívida, parcialmente compensada pela redução dos indicadores que atualizam as dívidas, em especial o CDI.

## Lucro Líquido

No 2T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 213 milhões, redução de 25,5% (R\$ 73 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 298 milhões no 2T12, comparado a R\$ 310 milhões no 2T11, uma redução de 3,7% (R\$ 12 milhões).

### 11.1.2) Revisão Tarifária

Revisões Tarifárias		
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima 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 da Resolução Homologatória nº 471, de 20 de dezembro de 2011.

### 11.1.2.1) 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.

#### Eventos de 2012:

Em 19 de junho, a Aneel encaminhou à CPFL Piratininga a proposta preliminar do 3º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em reunião com a Aneel ocorrida em 3 de julho, a CPFL Piratininga apresentou sugestões, sendo que parte delas foi incorporada pela Aneel à proposta descrita na Nota Técnica 212/2012-SER, de 4 de julho, resumida na tabela abaixo.

Em 12 de julho, a Aneel abriu a Audiência Pública nº 054/2012 com período para envio de contribuição até 17 de agosto e realização da Reunião Presencial no dia 16 de agosto de 2012. A referida audiência pública tem como objetivo obter subsídios para o aprimoramento da revisão tarifária da distribuidora e para a definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2013 a 2015.

A estimativa é que, em 11 de setembro, a Aneel envie proposta à CPFL Piratininga e que, em 18 de setembro, ocorra a reunião entre a CPFL Piratininga e o Diretor Relator da Aneel. Estima-se também que, em 2 de outubro, ocorra a reunião de Diretoria da Aneel.

A aplicação da nova metodologia para a CPFL Piratininga deverá ocorrer juntamente com o próximo reajuste tarifário, em 23 de outubro de 2012.

3º ciclo de Revisão Tarifária - CPFL Piratininga	
Proposta Aneel	
(em milhões de reais)	
Base de Remuneração Bruta (A)	2.760
Taxa de Depreciação (B)	4,09%
Quota de Reintegração Regulatória (C = A x B)	113
Base de Remuneração Líquida (D)	1.286
WACC antes dos impostos (E)	11,36%
Remuneração do Capital (F = E x D)	146
EBITDA Regulatório (G = C + F)	259
OPEX <sup>1</sup> = CAOM + CAIMI (H)	330
Parcela B (I = G + H)	589
Índice de Produtividade da Parcela B (J)	1,15%
Parcela B com ajuste de mercado [L = I x (1-J)]	582
Parcela A (M)	2.053
Receita Requerida (N = L + M)	2.635
Outras Receitas (O)	26
Receita Verificada (P)	2.701
Reposicionamento Tarifário [Q = ((N-O)/P)-1]	-3,40%

### 11.1.2.2) 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 concedeu prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária até o início de 2012 (caso das distribuidoras: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa). A referida Resolução estabelece que os efeitos resultantes da revisão tarifária sejam aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário, incluindo seus efeitos retroativos. A aplicação da nova metodologia de revisão deverá ocorrer até fevereiro de 2013.

### 11.1.3) 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

#### 11.1.3.1) CPFL Piratininga

Em 19 de outubro de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 1.075, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 10,11%, sendo 8,59% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,52% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de +5,66% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2010.

Esse reajuste está congelado, conforme mencionado no item 11.1.2.

#### 11.1.3.2) CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 3 de fevereiro de 2011, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2011 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, com vigência a partir da mesma data, conforme demonstrado na tabela localizada ao final do item "11.1.3.5".

Esses reajustes estão congelados, conforme mencionado no item 11.1.2.

#### 11.1.3.3) CPFL Paulista

Em 3 de abril de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.271, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 3,71%, sendo 1,96% relativos ao Reajuste

Tarifário e 1,75% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 2,89% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2012 e vigorarão até 7 de abril de 2013.

### 11.1.3.4) RGE

Em 5 de junho de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.294, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 11,51%, sendo 0,49% relativos ao Reajuste Tarifário e 11,02% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 3,38% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2012 e vigorarão até 18 de junho de 2013.

### 11.1.3.5) Tabela com Reajustes

Os reajustes são demonstrados, por distribuidora, na tabela a seguir:

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
Vigência >>>>>	19/06/2012	08/04/2012	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	23/10/2010
IRT Econômico	0,49%	1,96%	6,84%	6,57%	5,22%	6,42%	8,01%	8,59%
Componentes Financeiros	11,02%	1,75%	2,66%	1,45%	0,25%	1,34%	15,61%	1,52%
IRT Total	11,51%	3,71%	9,50%	8,02%	5,47%	7,76%	23,61%	10,11%

## 11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	2T12	2T11	Var.
Receita Operacional Bruta	523.668	465.975	12,4%
Receita Operacional Líquida	460.925	410.531	12,3%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	49.292	51.949	-5,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	14.604	30.397	-52,0%

Nota:

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

### Receita Operacional

No 2T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 524 milhões, representando um aumento de 12,4% (R\$ 58 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 461 milhões, representando um aumento de 12,3% (R\$ 50 milhões).

### EBITDA

No 2T12, o EBITDA atingiu R\$ 49 milhões, redução de 5,1% (R\$ 3 milhões).

### Lucro Líquido

No 2T12, o lucro líquido foi de R\$ 15 milhões, redução de 52,0% (R\$ 16 milhões).

A redução do lucro líquido foi devido à maior despesa financeira oriunda da 2ª emissão de debêntures pela CPFL Brasil (R\$ 1.320 milhões) para o aumento de capital ocorrido em dezembro de 2011 na CPFL Renováveis.

## 11.3) Segmento de Geração Convencional

### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)			
	2T12 <sup>(4)</sup>	2T11 <sup>(5)</sup>	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>388.652</b>	<b>335.835</b>	<b>15,7%</b>
Receita Operacional Líquida	364.412	315.489	15,5%
Custo com Energia Elétrica	(23.727)	(23.164)	2,4%
Custos e Despesas Operacionais	(113.679)	(123.516)	-8,0%
Resultado do Serviço	227.006	168.809	34,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>310.681</b>	<b>236.081</b>	<b>31,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>310.681</b>	<b>254.770</b>	<b>21,9%</b>
Resultado Financeiro	(100.883)	(121.332)	-16,9%
Lucro antes da Tributação	124.163	47.477	161,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>85.917</b>	<b>43.941</b>	<b>95,5%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>110.916</b>	<b>69.788</b>	<b>58,9%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização, resultado de entidade de previdência privada e combinação de negócios;
- (2) O EBITDA (IFRS - Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS - Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) Pro-forma: não inclui os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração e que, atualmente, são consolidados na CPFL Renováveis;
- (5) Pro-forma: Os valores reportados no 2T11 foram ajustados para fins de comparação. Excluem, portanto, os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

## Receita Operacional

No 2T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 389 milhões, representando um aumento de 15,7% (R\$ 53 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 364 milhões, representando um aumento de 15,5% (R\$ 49 milhões).

Essa variação deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Incremento de receita da UHE Foz do Chapecó, no montante de R\$ 28 milhões, decorrente do aumento na tarifa em 45,5%, devido à troca de contratos bilaterais por novos contratos firmados em leilão;
- (ii) Incremento de receita de Ceran e Enercan, no montante de R\$ 12 milhões, decorrente do aumento no preço médio de venda;
- (iii) Incremento de receita na Epasa, no montante de R\$ 3 milhões;
- (iv) Incremento de receita no suprimento de Furnas, no montante de R\$ 5 milhões, decorrente do aumento na tarifa em 5,1% (efeito do IGP-M);
- (v) Receita adicional no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da Baesa, no montante de R\$ 1 milhão, devido principalmente ao reajuste das tarifas, em 3,3%.

## Custo com Energia Elétrica

No 2T12, o custo com energia elétrica foi de R\$ 23,7 milhões, representando um aumento de 2,4% (R\$ 0,6 milhão), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) O custo da energia comprada para revenda no 2T12 foi de R\$ 10,9 milhões, comparado a R\$ 2,7 milhões no 2T11, apresentando um aumento de R\$ 8,2 milhões, devido principalmente às aquisições de energia pelas usinas Ceran (R\$ 3,6 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 4,8 milhões), decorrentes de menor geração de energia no período (período seco).

Parcialmente compensado por:

- (ii) Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, que atingiram R\$ 12,7 milhões no 2T12, em comparação a R\$ 20,4 milhões no 2T11, apresentando uma redução de R\$ 7,7 milhões, devido principalmente ao efeito **não-recorrente** registrado no **2T11**, referente aos encargos de rede básica devidos pela Epasa, referentes a 2010 (R\$ 6,2 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 2T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 114 milhões, representando uma redução de 8,0% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 30 milhões, registrando uma redução de 46,7% (R\$ 26,2 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T11):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal do **2T11** devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 2,8 milhões);
  - (ii) Efeito **não-recorrente no 2T11** referente à provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 9,6 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T12 seria de R\$ 30,0 milhões, comparado a R\$ 43,8 milhões no 2T11, uma **redução de 31,5% (R\$ 13,8 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 5,1% (últimos 12 meses).

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram redução de 14,4% (R\$ 1,6 milhão), devido principalmente ao Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI), já considerando o aumento decorrente dos acordos coletivos de 2011 (afetando abril e maio) e de 2012 (afetando junho);
- (ii) Gastos com materiais, que registraram redução de 49,3% (R\$ 1,1 milhão), devido principalmente à redução nas despesas com material na Epasa, referente à aquisição de óleo combustível para geração de energia (R\$ 1,0 milhão);
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 40,9% (R\$ 5,0 milhões), principalmente na CPFL Geração (R\$ 4,0 milhões), decorrente da redução: (i) de despesas com consultoria (R\$ 2,7 milhões); e (ii) de outros gastos (R\$ 1,3 milhão);
- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 33,5% (R\$ 6,1 milhões), devido principalmente à redução nos gastos com royalties das usinas Baesa, Enercan, Ceran e Foz do Chapecó, em função de menor geração de energia no 2T12 (período seco) (R\$ 5,2 milhões).

Os efeitos que contribuíram para a redução dos custos e despesas operacionais foram parcialmente compensados por:

- Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 84,0 milhões, registrando um aumento líquido de 23,8% (R\$ 16,1 milhões), devido principalmente ao efeito líquido negativo, no montante de R\$ 13,4 milhões, dos seguintes itens **não-recorrentes**:
  - (i) **No 2T11**: ajustes contábeis **não-recorrentes** nas usinas (R\$ 7,5 milhões);
  - (ii) **No 2T12**: ajustes contábeis (de UBP e depreciação) **não-recorrentes** na Baesa e na Enercan (R\$ 20,8 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, a depreciação e amortização do **Segmento de Geração Convencional** no 2T12 somariam R\$ 63,2 milhões, comparadas a R\$ 60,4 milhões no 2T11, um aumento de 4,6% (R\$ 2,8 milhões), devido principalmente à alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel, que diminuiu a vida útil dos ativos de geração (R\$ 3,3 milhões).

Em 4 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Esta alteração resultou em uma redução na vida útil dos ativos de geração e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

## EBITDA

No 2T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 311 milhões, aumento de 31,6% (R\$ 75 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 311 milhões no 2T12, comparado a R\$ 255 milhões no 2T11, um aumento de 21,9% (R\$ 56 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 101 milhões, representando uma redução de 16,9% (R\$ 20,5 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 144 milhões no 2T11 para R\$ 111 milhões no 2T12 (redução de R\$ 33 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução da despesa financeira da CPFL Geração, com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 17,4 milhões), devido principalmente aos ajustes contábeis **não-recorrentes** referentes ao recálculo de UBP das usinas (R\$ 13,7 milhões), efetuados como segue:
    - ✓ Aumento de despesa no **2T11** (R\$ 13,0 milhões);
    - ✓ Redução de despesa no **2T12** (R\$ 0,7 milhão).
  - (ii) Redução do estoque de dívidas e dos indicadores que atualizam as dívidas, em especial o CDI.
- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 22 milhões no 2T11 para R\$ 10 milhões no 2T12 (redução de R\$ 12 milhões), devido principalmente à redução do estoque de aplicações financeiras e à redução do CDI.

## Lucro Líquido

No 2T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 86 milhões, aumento de 95,5% (R\$ 42 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 111 milhões no 2T12, comparado a R\$ 70 milhões no 2T11, um aumento de 58,9% (R\$ 41 milhões).

## 11.4) CPFL Renováveis

### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Essa avaliação comparativa considera, no 2T11, somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCHs da CPFL Geração, CPFL Sul Centrais e UTE Biomassa Baldin).

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)			
	2T12	2T11 <sup>(2)</sup>	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>161.406</b>	<b>33.690</b>	<b>379,1%</b>
Receita Operacional Líquida	151.142	31.722	376,5%
Custo com Energia Elétrica	(24.591)	(3.041)	708,7%
Custos e Despesas Operacionais	(94.708)	(6.563)	1343,2%
Resultado do Serviço	31.843	22.119	44,0%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>91.845</b>	<b>25.628</b>	<b>258,4%</b>
Resultado Financeiro	(36.822)	3.590	-1125,5%
Lucro antes da Tributação	(4.979)	25.709	-119,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(5.528)</b>	<b>16.970</b>	<b>-132,6%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) **DRE pro-forma (visto que a criação da CPFL Renováveis ocorreu em 01/08/2011): elaborado apenas para fins de comparação com o 2T12. Considera somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia no 2T11 e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCHs da CPFL Geração, CPFL Sul Centrais e UTE Biomassa Baldin).**

## Receita Operacional

No 2T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 161 milhões, representando um aumento de 379,1% (R\$ 128 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 151 milhões, representando um aumento de 376,5% (R\$ 119 milhões).

O aumento na receita operacional bruta deve-se principalmente ao aumento, no valor de R\$ 121,6 milhões (R\$ 114,2 milhões líquidos de impostos), decorrente:

- (i) Dos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 86,0 milhões líquidos de impostos);
- (ii) Das aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 19,7 milhões líquidos de impostos);
- (iii) Da entrada em operação dos projetos (R\$ 9,9 milhões líquidos de impostos):
  - UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
  - UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
  - UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.

Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 1,4 milhão).

## Custos e Despesas Operacionais

No 2T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 95 milhões, representando um aumento de R\$ 88 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO adicional, no valor de R\$ 28,4 milhões, referente:
- Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 27,1 milhões);
  - Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 1,9 milhões);
  - À entrada em operação dos projetos (R\$ 0,4 milhão):
    - ✓ UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
    - ✓ UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
    - ✓ UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.

Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 1,0 milhão).

- (ii) Depreciação e Amortização adicional, no valor de R\$ 57,2 milhões, devido:
- Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 43,8 milhões);
  - Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 7,7 milhões);
  - À entrada em operação dos projetos (R\$ 5,7 milhões):
    - ✓ UTE Bio Formosa, em setembro de 2011;
    - ✓ UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
    - ✓ UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, em maio de 2012.

## EBITDA

No 2T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 92 milhões, aumento de 258,4% (R\$ 66 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 37 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 3 milhões no 2T11 (aumento de R\$ 40 milhões), devido principalmente:

- (i) Despesa financeira adicional, no valor de R\$ 44,1 milhões, referente:
- ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 31,3 milhões);
  - ✓ Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 12,8 milhões).
- (ii) Receita financeira adicional, no valor de R\$ 8,1 milhões, referente:
- ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da

aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente (R\$ 7,2 milhões);

- ✓ Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, em fevereiro de 2012 (R\$ 0,9 milhão).

## Lucro/(Prejuízo) Líquido

No 2T12, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 5,5 milhões, uma redução no resultado de R\$ 22,5 milhões.

### 11.4.2) Status dos Projetos de Geração

Em 30 de junho de 2012, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totaliza 945 MW de capacidade instalada em operação e 790 MW de capacidade em construção, sendo composto de 34 PCHs em operação (306,7 MW) e 1 PCH em construção (20,0 MW), 8 Parques Eólicos em operação (367,5 MW) e 25 Parques Eólicos em construção (670,2 MW), 6 Usinas Termelétricas a Biomassa em operação (270,0 MW) e 2 Usinas Termelétricas a Biomassa em construção (100,0 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, de PCHs e de biomassa em desenvolvimento totalizando 3.092 MW, perfazendo um portfólio total de 4.827 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, em 30 de junho de 2012:

Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
Em operação	307	368	270	<b>945</b>
Em construção	20	670	100	<b>790</b>
Em desenvolvimento	608	2.484	-	<b>3.092</b>
<b>TOTAL</b>	<b>935</b>	<b>3.522</b>	<b>370</b>	<b>4.827</b>

Nota: Incluindo a UTE Biomassa Ester (40 MW), ainda em fase de anuência, e os Complexos Eólicos Atlântica (120 MW) e Bons Ventos (157,5 MW), cujos processos de aquisição já foram aprovados pela ANEEL.

### UTE Bio Ipê – Em Operação

A UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), entrou em operação comercial em 17 de maio de 2012. A potência instalada é de 25 MW e a garantia física é de 8,4 MWmédios. A usina assinou Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre para venda de 8,2 MWmédios. Estrutura de capital (estimada): 79% BNDES (74% → TJLP + 1,9% a.a. e 26% → 5,5% a.a. pré) e 21% *equity*.

### UTE Bio Pedra – Em Operação

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), entrou em operação comercial em 31 de maio de 2012. A potência instalada é de 70 MW e a garantia física é de 24,4 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 154,12/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 73% BNDES (26% → TJLP + 1,9% a.a. e 74% → 5,5% a.a. pré) e 27% *equity*.

## UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí (Estado do Paraná), encontra-se em fase de construção (11% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 153 milhões. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

## UTE Alvorada

A UTE Alvorada, localizada em Araporã (Estado de Minas Gerais), encontra-se em fase de construção (19% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 154 milhões. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

## PCH Salto Góes

A PCH Salto Góes, localizada no Estado de Santa Catarina, encontra-se em fase de construção (80% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 1T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 136 milhões. A potência instalada é de 20 MW e a energia assegurada é de 11,1 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 160,41/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 63% BNDES e 37% *equity*.

## Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI

A construção dos Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, foi finalizada em julho de 2012. A entrada em operação comercial depende da construção da Instalação de Transmissão Compartilhada da Geração – ICG (os parques eólicos estão aptos a gerar energia elétrica, porém aguardam o término da construção da ICG para o início efetivo das operações). A CPFL Renováveis protocolou documentos na ANEEL solicitando ressarcimento de receita; a conclusão da análise dos documentos está prevista para agosto de 2012. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A potência instalada é de 188 MW e a garantia física é de 76 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 168,32/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 65% BNDES (TJLP + 1,7% a.a.) e 35% *equity*.

## Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas)

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 (25% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 374 milhões. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,1 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 137,30/MWh – dezembro de 2011).

## 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 (7% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 30 MW e a garantia física é de 14 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 133,70/MWh – dezembro de 2011).

### **Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V)**

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 (12% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2S13. 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\$ 147,44/MWh – dezembro de 2011).

### **Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V, Ventos de São Domingos e Ventos de São Martinho)**

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V, Ventos de 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 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2T14. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 660 milhões. A potência instalada é de 138 MW e a garantia física é de 68,5 MWmédios.

### **Parques Eólicos Complexo São Benedito (Santa Mônica, Santa Úrsula, Ventos de São Benedito e Ventos de São Dimas)**

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Santa Mônica, Santa Úrsula, Ventos de São Benedito e Ventos de São Dimas), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (7% das obras realizadas – junho de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2T14. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 506 milhões. A potência instalada é de 116 MW e a garantia física é de 60,6 MWmédios.

## 12) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



Consolidado			
ATIVO	30/06/2012	31/12/2011	30/06/2011
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.014.281	2.699.837	4.402.948
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.916.634	1.874.280	1.798.570
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	830	830	-
Títulos e Valores Mobiliários	44.304	47.521	43.744
Tributos a Compensar	317.961	277.463	240.439
Derivativos	10.840	3.733	92
Estoques	53.220	44.872	38.231
Arrendamentos	5.912	4.581	4.356
Outros Créditos	515.659	409.938	417.227
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>4.879.642</b>	<b>5.363.054</b>	<b>6.945.607</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	168.510	182.300	188.291
Depósitos Judiciais	1.207.658	1.128.616	1.042.062
Títulos e Valores Mobiliários	159.332	109.965	55.350
Tributos a Compensar	221.473	216.715	159.591
Derivativos	449.036	215.642	27
Créditos Fiscais Diferidos	1.235.752	1.176.535	1.096.158
Arrendamentos	28.244	24.521	25.300
Ativo Financeiro da Concessão	1.995.821	1.376.664	1.091.624
Entidade de Previdência Privada	3.416	3.416	5.800
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	335.231	279.461	222.109
Imobilizado	9.290.004	8.292.076	5.965.171
Intangível	9.371.556	8.927.439	6.564.805
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>24.582.685</b>	<b>22.050.004</b>	<b>16.532.943</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>29.462.327</b>	<b>27.413.057</b>	<b>23.478.549</b>

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2012	31/12/2011	30/06/2011
<b>PASSIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.399.011	1.240.143	1.093.951
Encargos de Dívidas	203.668	141.902	48.947
Encargos de Debêntures	72.541	83.552	153.708
Empréstimos e Financiamentos	1.195.142	896.414	976.004
Debêntures	539.798	531.185	1.385.227
Entidade de Previdência Privada	41.224	40.695	37.762
Taxas Regulamentares	129.581	145.146	139.745
Impostos, Taxas e Contribuições	437.322	483.028	505.473
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	20.891	24.524	23.442
Obrigações Estimadas com Pessoal	89.349	70.771	120.728
Derivativos	-	-	53.581
Uso do Bem Público	28.584	28.738	27.610
Outras Contas a Pagar	685.200	813.338	483.344
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>4.842.312</b>	<b>4.499.437</b>	<b>5.049.523</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	5.818	-	-
Encargos de Dívidas	185	23.627	56.495
Empréstimos e Financiamentos	8.469.954	7.382.455	4.837.052
Debêntures	5.127.931	4.548.651	4.874.463
Entidade de Previdência Privada	378.720	414.629	493.030
Impostos, Taxas e Contribuições	-	165	838
Débitos Fiscais Diferidos	1.241.240	1.038.101	275.104
Provisão para Contingências	356.885	338.121	314.210
Derivativos	-	24	442
Uso do Bem Público	447.537	440.926	436.526
Outras Contas a Pagar	114.907	174.410	94.782
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>16.143.178</b>	<b>14.361.110</b>	<b>11.382.942</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	226.951	229.956	16
Reservas de Lucros	495.185	495.185	418.665
Dividendo Adicional Proposto	-	758.470	-
Reserva de Avaliação Patrimonial	798.987	790.123	808.593
Lucros (Prejuízos) Acumulados	656.747	-	760.744
	6.971.294	7.067.157	6.781.442
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.505.542	1.485.352	264.642
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.476.836</b>	<b>8.552.510</b>	<b>7.046.084</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>29.462.327</b>	<b>27.413.057</b>	<b>23.478.549</b>

## 12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado			1S12	1S11	Variação
	2T12	2T11	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.861.560	3.587.803	7,63%	7.793.304	7.191.479	8,37%
Suprimento de Energia Elétrica	481.069	298.447	61,19%	899.680	574.804	56,52%
Receita com construção de infraestrutura	321.741	250.415	28,48%	591.051	464.017	27,38%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	418.279	378.823	10,42%	840.729	794.953	5,76%
	<b>5.082.649</b>	<b>4.515.489</b>	<b>12,56%</b>	<b>10.124.764</b>	<b>9.025.253</b>	<b>12,18%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.549.200)	(1.470.631)	5,34%	(3.170.328)	(2.957.612)	7,19%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.533.449</b>	<b>3.044.857</b>	<b>16,05%</b>	<b>6.954.437</b>	<b>6.067.641</b>	<b>14,62%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.539.419)	(1.215.522)	26,65%	(2.857.915)	(2.330.257)	22,64%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(343.202)	(308.930)	11,09%	(690.435)	(612.856)	12,66%
	<b>(1.882.621)</b>	<b>(1.524.451)</b>	<b>23,49%</b>	<b>(3.548.350)</b>	<b>(2.943.113)</b>	<b>20,56%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(172.291)	(205.759)	-16,27%	(331.199)	(357.799)	-7,43%
Material	(19.491)	(23.325)	-16,44%	(44.969)	(41.536)	8,26%
Serviços de Terceiros	(136.901)	(136.059)	0,62%	(268.911)	(257.022)	4,63%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(70.869)	(90.276)	-21,50%	(156.865)	(169.669)	-7,55%
Custos com construção de infraestrutura	(321.741)	(250.415)	28,48%	(591.051)	(464.017)	27,38%
Entidade de Previdência Privada	2.504	22.352	-88,80%	5.040	44.704	-88,73%
Depreciação e Amortização	(235.472)	(154.019)	52,88%	(388.312)	(296.115)	31,14%
Amortização do Intangível da Concessão	(69.226)	(46.013)	50,45%	(134.726)	(92.026)	46,40%
	<b>(1.023.486)</b>	<b>(883.515)</b>	<b>15,84%</b>	<b>(1.910.993)</b>	<b>(1.633.482)</b>	<b>16,99%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>929.535</b>	<b>814.571</b>	<b>14,11%</b>	<b>2.013.092</b>	<b>1.834.484</b>	<b>9,74%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>627.341</b>	<b>636.891</b>	<b>-1,50%</b>	<b>1.495.094</b>	<b>1.491.046</b>	<b>0,27%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	126.734	125.524	0,96%	270.236	251.438	7,48%
Despesas	(365.119)	(307.574)	18,71%	(723.168)	(564.593)	28,09%
	<b>(238.385)</b>	<b>(182.050)</b>	<b>30,94%</b>	<b>(452.933)</b>	<b>(313.156)</b>	<b>44,63%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>388.957</b>	<b>454.841</b>	<b>-14,49%</b>	<b>1.042.161</b>	<b>1.177.891</b>	<b>-11,52%</b>
Contribuição Social	(41.648)	(41.890)	-0,58%	(103.669)	(110.682)	-6,34%
Imposto de Renda	(113.680)	(118.868)	-4,36%	(281.667)	(307.251)	-8,33%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>233.628</b>	<b>294.083</b>	<b>-20,56%</b>	<b>656.826</b>	<b>759.958</b>	<b>-13,57%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>229.334</i>	<i>287.929</i>	<i>-20,35%</i>	<i>640.239</i>	<i>747.709</i>	<i>-14,37%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>4.295</i>	<i>6.154</i>	<i>-30,21%</i>	<i>16.587</i>	<i>12.248</i>	<i>35,42%</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".

## 12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T12	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>2.707.338</b>	<b>4.402.948</b>
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	388.957	2.226.228
Depreciação e Amortização	304.993	936.099
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	300.497	1.331.579
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(198.411)	(836.891)
Encargos de Dívidas Pagos	(337.367)	(1.113.735)
Outros	(102.142)	(201.255)
	(32.430)	115.797
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>356.527</b>	<b>2.342.025</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisição de Participação Societária Líquido do caixa adquirido	(563.011)	(1.602.205)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(714.819)	(2.437.240)
Outros	(53.261)	192.624
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(1.331.091)</b>	<b>(3.846.821)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.288.949	3.710.193
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(242.992)	(3.076.370)
Dividendos Pagos	(764.450)	(1.515.009)
Outros	-	(2.684)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>281.507</b>	<b>(883.870)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>(693.057)</b>	<b>(2.388.666)</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/06/2012</b>	<b>2.014.281</b>	<b>2.014.281</b>

## 12.5) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Geração Convencional			CPFL Renováveis	Geração Total					
	2T12 <sup>(1)</sup>	2T11 <sup>(2)</sup>	Variação	2T12	2T12	2T11	Variação	1S12	1S11	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>										
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	387.685	335.392	15,59%	161.108	548.793	369.052	48,70%	1.077.067	733.412	46,86%
Outras Receitas Operacionais	968	443	118,47%	298	1.265	474	167,05%	1.906	1.169	62,96%
	<b>388.652</b>	<b>335.835</b>	<b>15,73%</b>	<b>161.406</b>	<b>550.058</b>	<b>369.526</b>	<b>48,86%</b>	<b>1.078.972</b>	<b>734.581</b>	<b>46,88%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	(24.240)	(20.347)	19,13%	(10.264)	(34.504)	(22.315)	54,62%	(67.553)	(44.745)	50,97%
	<b>364.412</b>	<b>315.489</b>	<b>15,51%</b>	<b>151.142</b>	<b>515.554</b>	<b>347.211</b>	<b>48,48%</b>	<b>1.011.419</b>	<b>689.836</b>	<b>46,62%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>										
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(10.965)	(2.746)	299,30%	(18.160)	(29.125)	(4.927)	491,17%	(61.005)	(15.089)	304,31%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(12.762)	(20.418)	-37,50%	(6.431)	(19.193)	(21.278)	-9,80%	(42.085)	(36.345)	15,79%
	<b>(23.727)</b>	<b>(23.164)</b>	<b>2,43%</b>	<b>(24.591)</b>	<b>(48.319)</b>	<b>(26.205)</b>	<b>84,39%</b>	<b>(103.091)</b>	<b>(51.434)</b>	<b>100,43%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>										
Pessoal	(9.539)	(13.960)	-31,67%	(6.893)	(16.432)	(14.038)	17,05%	(35.342)	(24.708)	43,04%
Material	(1.118)	(2.205)	-49,32%	(207)	(1.325)	(2.539)	-47,83%	(4.920)	(3.291)	49,50%
Serviços de Terceiros	(7.309)	(12.357)	-40,85%	(23.752)	(31.061)	(14.035)	121,30%	(55.518)	(23.285)	138,43%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.039)	(27.721)	-56,57%	(3.854)	(15.893)	(28.683)	-44,59%	(35.849)	(45.675)	-21,51%
Entidade de Previdência Privada	360	621	-42,02%	-	360	621	-42,02%	720	1.241	-42,02%
Depreciação e Amortização	(79.442)	(63.059)	25,98%	(34.527)	(113.969)	(66.568)	71,21%	(200.252)	(120.778)	65,80%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.582)	(4.834)	-5,01%	(25.475)	(30.068)	(4.834)	521,94%	(56.409)	(9.669)	483,41%
	<b>(113.679)</b>	<b>(123.516)</b>	<b>-7,96%</b>	<b>(94.708)</b>	<b>(208.387)</b>	<b>(130.079)</b>	<b>60,20%</b>	<b>(387.571)</b>	<b>(226.165)</b>	<b>71,37%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>310.681</b>	<b>236.081</b>	<b>31,60%</b>	<b>91.845</b>	<b>402.526</b>	<b>261.709</b>	<b>-966,66%</b>	<b>776.699</b>	<b>541.443</b>	<b>-619,78%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>227.006</b>	<b>168.809</b>	<b>34,48%</b>	<b>31.843</b>	<b>258.849</b>	<b>190.927</b>	<b>35,57%</b>	<b>520.758</b>	<b>412.237</b>	<b>26,32%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>										
Receitas	10.376	22.694	-54,28%	12.659	23.034	27.871	-17,35%	49.648	47.995	3,44%
Despesas	(111.258)	(144.026)	-22,75%	(49.480)	(160.739)	(145.612)	10,39%	(313.424)	(260.000)	20,55%
Juros Sobre o Capital Próprio	(100.883)	(121.332)	-16,85%	(36.822)	(137.704)	(117.742)	16,95%	(263.776)	(212.005)	24,42%
	<b>(1.961)</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>										
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>124.163</b>	<b>47.477</b>	<b>161,53%</b>	<b>(4.979)</b>	<b>121.145</b>	<b>73.186</b>	<b>65,53%</b>	<b>256.982</b>	<b>200.232</b>	<b>28,34%</b>
Contribuição Social	(10.567)	(830)	1172,85%	(687)	(11.254)	(3.167)	255,30%	(22.621)	(14.038)	61,14%
Imposto de Renda	(27.679)	(2.706)	923,06%	138	(27.541)	(9.108)	202,40%	(56.997)	(38.607)	47,63%
	<b>85.917</b>	<b>43.941</b>	<b>95,53%</b>	<b>(5.528)</b>	<b>82.350</b>	<b>60.911</b>	<b>35,20%</b>	<b>177.365</b>	<b>147.587</b>	<b>20,18%</b>
<b>LUCRO/(PREJUÍZO) LÍQUIDO</b>	<b>85.917</b>	<b>43.941</b>	<b>95,53%</b>	<b>(5.528)</b>	<b>82.350</b>	<b>60.911</b>	<b>35,20%</b>	<b>177.365</b>	<b>147.587</b>	<b>20,18%</b>
<i>Lucro/(prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>79.575</i>	<i>37.787</i>	<i>110,59%</i>	<i>(5.525)</i>	<i>78.055</i>	<i>54.757</i>	<i>42,55%</i>	<i>160.778</i>	<i>135.338</i>	<i>18,80%</i>
<i>Lucro/(prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>6.342</i>	<i>6.154</i>	<i>3,06%</i>	<i>(4)</i>	<i>4.295</i>	<i>6.154</i>	<i>-30,21%</i>	<i>16.587</i>	<i>12.248</i>	<i>35,43%</i>

### Notas:

- (1) Pro-forma: não inclui os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração e que, atualmente, são consolidados na CPFL Renováveis;
- (2) Pro-forma: Os valores reportados no 2T11 foram ajustados para fins de comparação. Excluem, portanto, os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

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



	Consolidado					
	2T12	2T11	Varição	1S12	1S11	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.655.957	3.418.312	6,95%	7.399.211	6.856.701	7,91%
Suprimento de Energia Elétrica	83.738	57.735	45,04%	126.773	90.382	40,26%
Receita com construção de infraestrutura	321.741	250.415	28,48%	591.051	464.017	27,38%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	398.628	362.914	9,84%	777.197	740.921	4,90%
	<b>4.460.063</b>	<b>4.089.376</b>	<b>9,06%</b>	<b>8.894.232</b>	<b>8.152.021</b>	<b>9,10%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(1.490.164)	(1.428.652)	4,31%	(3.055.600)	(2.872.453)	6,38%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.969.899</b>	<b>2.660.724</b>	<b>11,62%</b>	<b>5.838.632</b>	<b>5.279.568</b>	<b>10,59%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.523.360)	(1.245.424)	22,32%	(2.849.970)	(2.389.921)	19,25%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(325.528)	(288.357)	12,89%	(650.484)	(577.870)	12,57%
	(1.848.888)	(1.533.781)	20,54%	(3.500.454)	(2.967.791)	17,95%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(132.253)	(172.712)	-23,43%	(251.397)	(299.808)	-16,15%
Material	(17.248)	(17.341)	-0,54%	(37.743)	(32.565)	15,90%
Serviços de Terceiros	(108.532)	(117.110)	-7,33%	(223.327)	(226.330)	-1,33%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(60.762)	(58.546)	3,78%	(125.665)	(123.823)	1,49%
Custos com construção de infraestrutura	(321.741)	(250.415)	28,48%	(591.051)	(464.017)	27,38%
Entidade de Previdência Privada	2.147	21.732	-90,12%	4.323	43.463	-90,05%
Depreciação e Amortização	(119.966)	(85.964)	39,55%	(185.151)	(172.414)	7,39%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.045)	(4.881)	3,36%	(10.090)	(9.763)	3,36%
	(763.400)	(685.239)	11,41%	(1.420.101)	(1.285.258)	10,49%
<b>EBITDA</b>	<b>480.475</b>	<b>510.818</b>	<b>-5,94%</b>	<b>1.108.995</b>	<b>1.165.233</b>	<b>-4,83%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>357.611</b>	<b>441.705</b>	<b>-19,04%</b>	<b>918.076</b>	<b>1.026.519</b>	<b>-10,56%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	94.819	95.339	-0,55%	186.903	187.773	-0,46%
Despesas	(160.592)	(139.158)	15,40%	(315.956)	(262.366)	20,43%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(65.773)	(43.819)	50,10%	(129.054)	(74.594)	73,01%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>291.838</b>	<b>397.885</b>	<b>-26,65%</b>	<b>789.023</b>	<b>951.925</b>	<b>-17,11%</b>
Contribuição Social	(21.411)	(30.107)	-28,88%	(67.173)	(80.579)	-16,64%
Imposto de Renda	(57.598)	(81.948)	-29,71%	(182.808)	(220.515)	-17,10%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>212.828</b>	<b>285.830</b>	<b>-25,54%</b>	<b>539.042</b>	<b>650.831</b>	<b>-17,18%</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".

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

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

CPFL PAULISTA						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.328.924</b>	<b>2.076.085</b>	<b>12,2%</b>	<b>4.600.017</b>	<b>4.073.259</b>	<b>12,9%</b>
Receita Operacional Líquida	1.586.332	1.349.990	17,5%	3.071.997	2.628.862	16,9%
Custo com Energia Elétrica	(989.575)	(800.742)	23,6%	(1.842.721)	(1.522.700)	21,0%
Custos e Despesas Operacionais	(418.124)	(349.682)	19,6%	(775.780)	(633.685)	22,4%
Resultado do Serviço	178.633	199.566	-10,5%	453.496	472.477	-4,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>237.825</b>	<b>224.273</b>	<b>6,0%</b>	<b>540.490</b>	<b>522.035</b>	<b>3,5%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>347.409</b>	<b>238.219</b>	<b>45,8%</b>	<b>659.770</b>	<b>485.575</b>	<b>35,9%</b>
Resultado Financeiro	(27.615)	(11.716)	135,7%	(55.669)	(18.218)	205,6%
Lucro antes da Tributação	151.018	187.849	-19,6%	397.827	454.259	-12,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>105.621</b>	<b>129.620</b>	<b>-18,5%</b>	<b>269.216</b>	<b>305.148</b>	<b>-11,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>175.963</b>	<b>128.693</b>	<b>36,7%</b>	<b>345.638</b>	<b>268.450</b>	<b>28,8%</b>

CPFL PIRATININGA						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>983.177</b>	<b>962.249</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.970.757</b>	<b>1.998.510</b>	<b>-1,4%</b>
Receita Operacional Líquida	612.811	612.074	0,1%	1.220.346	1.278.549	-4,6%
Custo com Energia Elétrica	(422.040)	(346.817)	21,7%	(803.869)	(672.173)	19,6%
Custos e Despesas Operacionais	(131.123)	(145.698)	-10,0%	(240.413)	(301.015)	-20,1%
Resultado do Serviço	59.648	119.559	-50,1%	176.064	305.361	-42,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>87.297</b>	<b>132.075</b>	<b>-33,9%</b>	<b>215.632</b>	<b>331.279</b>	<b>-34,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>100.808</b>	<b>116.801</b>	<b>-13,7%</b>	<b>198.569</b>	<b>261.689</b>	<b>-24,1%</b>
Resultado Financeiro	(12.975)	(11.722)	10,7%	(28.540)	(20.313)	40,5%
Lucro antes da Tributação	46.673	107.837	-56,7%	147.524	285.048	-48,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>31.582</b>	<b>73.929</b>	<b>-57,3%</b>	<b>95.128</b>	<b>190.809</b>	<b>-50,1%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>39.949</b>	<b>64.023</b>	<b>-37,6%</b>	<b>82.951</b>	<b>144.913</b>	<b>-42,8%</b>

RGE						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>917.174</b>	<b>816.008</b>	<b>12,4%</b>	<b>1.862.312</b>	<b>1.627.845</b>	<b>14,4%</b>
Receita Operacional Líquida	613.318	537.556	14,1%	1.234.004	1.065.181	15,8%
Custo com Energia Elétrica	(348.516)	(309.714)	12,5%	(681.686)	(621.264)	9,7%
Custos e Despesas Operacionais	(175.599)	(136.678)	28,5%	(323.575)	(254.845)	27,0%
Resultado do Serviço	89.202	91.164	-2,2%	228.743	189.072	21,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>121.535</b>	<b>117.991</b>	<b>3,0%</b>	<b>285.250</b>	<b>242.372</b>	<b>17,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>132.320</b>	<b>121.605</b>	<b>8,8%</b>	<b>294.972</b>	<b>229.121</b>	<b>28,7%</b>
Resultado Financeiro	(19.393)	(18.718)	3,6%	(35.020)	(33.424)	4,8%
Lucro antes da Tributação	69.809	72.445	-3,6%	193.723	155.648	24,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>58.289</b>	<b>60.360</b>	<b>-3,4%</b>	<b>140.396</b>	<b>115.186</b>	<b>21,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>65.352</b>	<b>58.662</b>	<b>11,4%</b>	<b>145.956</b>	<b>101.380</b>	<b>44,0%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>102.228</b>	<b>98.081</b>	<b>4,2%</b>	<b>204.833</b>	<b>187.140</b>	<b>9,5%</b>
Receita Operacional Líquida	71.159	67.690	5,1%	141.823	127.810	11,0%
Custo com Energia Elétrica	(39.967)	(33.232)	20,3%	(76.596)	(64.918)	18,0%
Custos e Despesas Operacionais	(16.922)	(21.503)	-21,3%	(37.251)	(39.642)	-6,0%
Resultado do Serviço	14.270	12.955	10,1%	27.975	23.250	20,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>15.488</b>	<b>15.138</b>	<b>2,3%</b>	<b>31.046</b>	<b>27.567</b>	<b>12,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>9.427</b>	<b>13.599</b>	<b>-30,7%</b>	<b>26.087</b>	<b>24.074</b>	<b>8,4%</b>
Resultado Financeiro	(2.018)	(987)	104,5%	(3.292)	(1.582)	108,1%
Lucro antes da Tributação	12.251	11.968	2,4%	24.682	21.669	13,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>8.640</b>	<b>8.746</b>	<b>-1,2%</b>	<b>16.885</b>	<b>15.112</b>	<b>11,7%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>4.872</b>	<b>7.920</b>	<b>-38,5%</b>	<b>13.877</b>	<b>13.008</b>	<b>6,7%</b>

#### Notas:

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

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>31.808</b>	<b>33.954</b>	<b>-6,3%</b>	<b>63.006</b>	<b>63.359</b>	<b>-0,6%</b>
Receita Operacional Líquida	22.812	24.494	-6,9%	44.787	45.091	-0,7%
Custo com Energia Elétrica	(11.428)	(9.629)	18,7%	(21.238)	(18.130)	17,1%
Custos e Despesas Operacionais	(6.538)	(9.198)	-28,9%	(13.665)	(16.305)	-16,2%
Resultado do Serviço	4.846	5.666	-14,5%	9.885	10.656	-7,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.013</b>	<b>6.685</b>	<b>-10,1%</b>	<b>11.912</b>	<b>12.670</b>	<b>-6,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.283</b>	<b>7.476</b>	<b>-42,7%</b>	<b>9.432</b>	<b>13.727</b>	<b>-31,3%</b>
Resultado Financeiro	(1.696)	(685)	147,5%	(3.685)	(1.238)	197,7%
Lucro antes da Tributação	3.150	4.981	-36,8%	6.200	9.419	-34,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.094</b>	<b>3.646</b>	<b>-42,6%</b>	<b>4.117</b>	<b>6.527</b>	<b>-36,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.035</b>	<b>4.226</b>	<b>-75,5%</b>	<b>2.570</b>	<b>7.315</b>	<b>-64,9%</b>

CPFL SUL PAULISTA						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>40.954</b>	<b>43.903</b>	<b>-6,7%</b>	<b>81.517</b>	<b>86.146</b>	<b>-5,4%</b>
Receita Operacional Líquida	27.957	30.354	-7,9%	55.054	59.314	-7,2%
Custo com Energia Elétrica	(15.560)	(14.110)	10,3%	(30.961)	(28.459)	8,8%
Custos e Despesas Operacionais	(6.894)	(10.234)	-32,6%	(13.767)	(18.681)	-26,3%
Resultado do Serviço	5.503	6.010	-8,4%	10.327	12.173	-15,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.046</b>	<b>6.834</b>	<b>-11,5%</b>	<b>11.441</b>	<b>13.759</b>	<b>-16,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>5.686</b>	<b>6.807</b>	<b>-16,5%</b>	<b>11.104</b>	<b>13.537</b>	<b>-18,0%</b>
Resultado Financeiro	(614)	(102)	504,2%	(1.039)	(95)	988,4%
Lucro antes da Tributação	4.889	5.909	-17,3%	9.287	12.078	-23,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.579</b>	<b>4.361</b>	<b>-17,9%</b>	<b>6.482</b>	<b>8.326</b>	<b>-22,1%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>3.410</b>	<b>4.342</b>	<b>-21,5%</b>	<b>6.325</b>	<b>8.073</b>	<b>-21,7%</b>

CPFL JAGUARI						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>36.760</b>	<b>39.056</b>	<b>-5,9%</b>	<b>73.546</b>	<b>76.563</b>	<b>-3,9%</b>
Receita Operacional Líquida	23.626	25.488	-7,3%	46.763	49.529	-5,6%
Custo com Energia Elétrica	(16.241)	(14.240)	14,1%	(32.158)	(28.831)	11,5%
Custos e Despesas Operacionais	(4.093)	(6.532)	-37,3%	(7.494)	(11.155)	-32,8%
Resultado do Serviço	3.293	4.716	-30,2%	7.112	9.543	-25,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.733</b>	<b>5.278</b>	<b>-29,3%</b>	<b>8.012</b>	<b>10.643</b>	<b>-24,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>2.675</b>	<b>5.146</b>	<b>-48,0%</b>	<b>6.416</b>	<b>10.406</b>	<b>-38,3%</b>
Resultado Financeiro	(783)	200	-490,7%	(845)	317	-366,5%
Lucro antes da Tributação	2.509	4.917	-49,0%	6.267	9.860	-36,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>1.799</b>	<b>3.557</b>	<b>-49,4%</b>	<b>4.286</b>	<b>6.821</b>	<b>-37,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.131</b>	<b>3.438</b>	<b>-67,1%</b>	<b>3.269</b>	<b>6.682</b>	<b>-51,1%</b>

CPFL MOCOCA						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>23.260</b>	<b>23.808</b>	<b>-2,3%</b>	<b>46.620</b>	<b>45.731</b>	<b>1,9%</b>
Receita Operacional Líquida	15.743	16.525	-4,7%	31.528	31.197	1,1%
Custo com Energia Elétrica	(9.142)	(8.420)	8,6%	(18.131)	(16.845)	7,6%
Custos e Despesas Operacionais	(4.386)	(6.038)	-27,4%	(8.922)	(10.365)	-13,9%
Resultado do Serviço	2.215	2.068	7,1%	4.475	3.987	12,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>2.538</b>	<b>2.545</b>	<b>-0,3%</b>	<b>5.213</b>	<b>4.909</b>	<b>6,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>3.591</b>	<b>2.465</b>	<b>45,7%</b>	<b>6.938</b>	<b>4.990</b>	<b>39,0%</b>
Resultado Financeiro	(678)	(89)	661,0%	(963)	(41)	2229,5%
Lucro antes da Tributação	1.537	1.979	-22,3%	3.512	3.946	-11,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>1.224</b>	<b>1.611</b>	<b>-24,0%</b>	<b>2.533</b>	<b>2.903</b>	<b>-12,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.949</b>	<b>1.569</b>	<b>24,2%</b>	<b>3.721</b>	<b>2.981</b>	<b>24,9%</b>

## Notas:

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

## 12.8) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	2.018	1.812	11,4%	4.029	3.725	8,2%
Industrial	3.016	3.000	0,5%	5.924	5.843	1,4%
Comercial	1.274	1.176	8,3%	2.579	2.438	5,8%
Outros	1.000	910	10,0%	1.928	1.815	6,3%
<b>Total</b>	<b>7.308</b>	<b>6.898</b>	<b>6,0%</b>	<b>14.460</b>	<b>13.822</b>	<b>4,6%</b>

CPFL Piratininga						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	897	808	11,1%	1.816	1.691	7,4%
Industrial	2.121	2.113	0,4%	4.111	4.116	-0,1%
Comercial	542	482	12,4%	1.091	1.015	7,5%
Outros	272	260	4,5%	536	515	4,2%
<b>Total</b>	<b>3.832</b>	<b>3.663</b>	<b>4,6%</b>	<b>7.553</b>	<b>7.336</b>	<b>3,0%</b>

RGE						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	511	479	6,8%	1.046	979	6,8%
Industrial	750	904	-17,0%	1.628	1.784	-8,7%
Comercial	325	294	10,5%	683	617	10,7%
Outros	575	559	2,9%	1.247	1.143	9,1%
<b>Total</b>	<b>2.162</b>	<b>2.236</b>	<b>-3,3%</b>	<b>4.604</b>	<b>4.523</b>	<b>1,8%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	78	73	6,6%	156	148	5,5%
Industrial	52	54	-3,7%	101	100	0,2%
Comercial	39	37	5,6%	81	77	5,2%
Outros	83	83	0,1%	171	156	9,2%
<b>Total</b>	<b>252</b>	<b>247</b>	<b>2,0%</b>	<b>509</b>	<b>483</b>	<b>5,5%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	19	18	7,9%	38	37	4,2%
Industrial	88	81	8,9%	177	165	7,1%
Comercial	10	10	1,7%	21	21	0,5%
Outros	9	9	3,5%	19	18	1,4%
<b>Total</b>	<b>127</b>	<b>118</b>	<b>7,7%</b>	<b>255</b>	<b>241</b>	<b>5,7%</b>

CPFL Mococa						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	17	16	6,6%	33	32	2,5%
Industrial	16	15	10,0%	30	30	1,4%
Comercial	7	7	9,2%	15	14	5,7%
Outros	14	13	6,9%	27	26	2,6%
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>8,0%</b>	<b>105</b>	<b>102</b>	<b>2,7%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	22	21	5,3%	44	43	2,0%
Industrial	19	18	2,7%	36	35	5,3%
Comercial	10	10	7,0%	21	19	6,3%
Outros	26	26	-1,0%	48	47	1,8%
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>75</b>	<b>2,7%</b>	<b>149</b>	<b>144</b>	<b>3,3%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	33	30	7,9%	64	61	5,2%
Industrial	53	53	0,9%	100	104	-4,2%
Comercial	13	12	6,2%	27	26	4,4%
Outros	23	22	3,2%	45	44	3,0%
<b>Total</b>	<b>122</b>	<b>117</b>	<b>3,7%</b>	<b>236</b>	<b>235</b>	<b>0,5%</b>

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

CPFL Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	2.018	1.812	11,4%	4.029	3.725	8,2%
Industrial	1.152	1.217	-5,3%	2.302	2.390	-3,7%
Comercial	1.216	1.126	8,0%	2.464	2.334	5,6%
Outros	983	894	10,0%	1.895	1.782	6,3%
<b>Total</b>	<b>5.370</b>	<b>5.049</b>	<b>6,4%</b>	<b>10.690</b>	<b>10.231</b>	<b>4,5%</b>

CPFL Piratininga						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	897	808	11,1%	1.816	1.691	7,4%
Industrial	654	702	-6,9%	1.290	1.406	-8,3%
Comercial	497	441	12,6%	999	929	7,5%
Outros	266	255	4,3%	524	504	4,0%
<b>Total</b>	<b>2.313</b>	<b>2.206</b>	<b>4,9%</b>	<b>4.629</b>	<b>4.530</b>	<b>2,2%</b>

RGE						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	511	479	6,8%	1.046	979	6,8%
Industrial	473	540	-12,5%	944	1.066	-11,4%
Comercial	319	293	9,0%	671	613	9,4%
Outros	575	559	2,9%	1.247	1.143	9,1%
<b>Total</b>	<b>1.878</b>	<b>1.870</b>	<b>0,4%</b>	<b>3.908</b>	<b>3.801</b>	<b>2,8%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	78	73	6,6%	156	148	5,5%
Industrial	45	49	-8,0%	87	91	-5,2%
Comercial	39	37	5,6%	81	77	5,2%
Outros	83	83	0,1%	171	156	9,2%
<b>Total</b>	<b>245</b>	<b>242</b>	<b>1,3%</b>	<b>495</b>	<b>473</b>	<b>4,6%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	19	18	7,9%	38	37	4,2%
Industrial	71	70	2,2%	137	138	-1,1%
Comercial	10	10	1,7%	21	21	0,5%
Outros	9	9	3,5%	19	18	1,4%
<b>Total</b>	<b>111</b>	<b>107</b>	<b>3,2%</b>	<b>215</b>	<b>214</b>	<b>0,2%</b>

CPFL Mococa						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	17	16	6,6%	33	32	2,5%
Industrial	13	15	-11,1%	26	30	-13,9%
Comercial	7	7	9,2%	15	14	5,7%
Outros	14	13	6,9%	27	26	2,6%
<b>Total</b>	<b>51</b>	<b>50</b>	<b>1,9%</b>	<b>101</b>	<b>102</b>	<b>-1,8%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	22	21	5,3%	44	43	2,0%
Industrial	6	7	-5,7%	12	14	-13,2%
Comercial	10	10	7,0%	21	19	6,3%
Outros	26	26	-1,0%	48	47	1,8%
<b>Total</b>	<b>65</b>	<b>64</b>	<b>1,8%</b>	<b>125</b>	<b>124</b>	<b>0,9%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T12	2T11	Var.	1S12	1S11	Var.
Residencial	33	30	7,9%	64	61	5,2%
Industrial	23	28	-19,7%	45	57	-20,4%
Comercial	13	12	6,2%	27	26	4,4%
Outros	23	22	3,2%	45	44	3,0%
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>93</b>	<b>-1,8%</b>	<b>181</b>	<b>188</b>	<b>-3,2%</b>