

São Paulo, 11 de maio de 2011 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T11**. 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. Os demonstrativos financeiros são apresentados conforme o novo padrão contábil brasileiro, integralmente adaptado a todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis às operações das empresas do Grupo CPFL, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais - IFRS. As comparações referem-se ao 1T10, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 466 MILHÕES NO 1T11

Indicadores (R\$ Milhões)	1T11	1T10	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh - Efeito CAT 97	13.482	12.796	5,4%
Mercado Cativo	9.983	9.841	1,4%
TUSD	3.499	2.955	18,4%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	2.991	3.063	-2,3%
Receita Operacional Bruta	4.510	4.251	6,1%
Receita Operacional Líquida	3.023	2.879	5,0%
EBITDA ⁽¹⁾	1.020	982	3,9%
EBITDA - pro-forma - "regulatório" ⁽²⁾	896	829	8,1%
Lucro Líquido	466	488	-4,5%
Lucro Líquido - pro-forma - "regulatório" ⁽³⁾	380	389	-2,3%
Investimentos	412	289	42,5%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA – pro-forma – “regulatório” considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido – pro-forma – “regulatório” considera os ativos e passivos regulatórios.

DESTAQUES 1T11

- Crescimento de 5,4% nas vendas na área de concessão; desconsiderando o efeito da CAT97, as vendas teriam crescido 8,2%;
- Reajuste Tarifário Anual (econômico) para a CPFL Paulista (6,11%), vigente a partir de 8 de abril de 2011, e para a CPFL Santa Cruz (8,01%), CPFL Leste Paulista (6,42%), CPFL Jaguari (5,22%), CPFL Sul Paulista (6,57%) e CPFL Mococa (6,84%), vigentes a partir de 3 de fevereiro de 2011;
- Criação da CPFL Energias Renováveis através da associação entre a CPFL Energia e a ERSA Energias Renováveis;
- Aquisição da Jantus por R\$ 1,5 bilhão, sendo 210 MW em parques eólicos em operação e 732 MW em portfólio de projetos, com a possibilidade de aquisição de Quintanilha Machado por R\$ 70 milhões;
- Manutenção do *rating* de crédito da CPFL Energia após aquisição da Jantus e associação com a ERSA;
- Aprovação, na Assembleia Geral Extraordinária de 28 de abril, das operações de grupamento e desdobramento simultâneos das ações ordinárias da CPFL Energia;
- Valorização de 12,6% das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA, superando o Ibovespa (-1,0%) e o IEE (9,7%) no 1T11;
- Reconhecimento da CPFL Energia pela *Management & Excellence*, como a empresa de energia mais sustentável da América Latina, pelo 3º ano consecutivo.

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

- Quinta-feira, 12 de maio de 2011 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EST)
- Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)
- Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) VENDAS DE ENERGIA	4
1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	4
1.1.1) Vendas no Mercado Cativo	4
1.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	5
1.1.3) TUSD por Distribuidora	5
1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	6
2) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	6
2.1) Receita Operacional	6
2.2) Custo com Energia Elétrica	7
2.3) Custos e Despesas Operacionais	8
2.4) Ativos e Passivos Regulatórios	9
2.5) EBITDA	9
2.6) Resultado Financeiro	9
2.7) Lucro Líquido	9
3) ENDIVIDAMENTO	10
3.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	10
3.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	12
3.3) Dívida Líquida Ajustada	13
4) INVESTIMENTOS	14
5) FLUXO DE CAIXA	15
6) DIVIDENDOS	16
7) MERCADO DE CAPITAIS	17
7.1) Desempenho das Ações	17
7.3) <i>Ratings</i>	18
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA	19
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA ATUAL	20
9.1) Grupamento/Desdobramento e Alteração da Relação de Troca dos ADRs	20
9.2) Aquisição da Jantus	21
9.3) Associação da CPFL com a ERSA e criação da CPFL Energias Renováveis	21
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	25
10.1) Segmento de Distribuição	25
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	25
10.1.2) Reajuste Tarifário	28
10.2) Segmento de Comercialização e Serviços	30
10.3) Segmento de Geração	30
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	30
10.3.2) Status dos Projetos de Geração	32
10.3.3) Portfólio da Jantus	33
10.3.4) Portfólio da ERSA	34
10.3.5) Visão Geral da CPFL Renováveis (Após a Conclusão da Operação)	35
11) ANEXOS	36
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	36

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	37
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia.....	38
11.4) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado	39
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	40
11.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	41
11.7) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	43

1) VENDAS DE ENERGIA

1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 1T11, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.482 GWh, um aumento de 8,2%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T11	1T10	Var.
Mercado Cativo	9.983	9.841	1,4%
TUSD	3.499	2.620	33,5%
Total	13.482	12.462	8,2%

As vendas para o mercado cativo totalizaram 9.983 GWh, um aumento de 1,4%.

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 3.499 GWh, um aumento de 33,5%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

Portaria CAT nº 97, de 27/05/2009, da Secretaria da Fazenda do Estado de SP

Vendas na Área de Concessão - GWh - Pro-forma (Efeito CAT 97)			
	1T11	1T10	Var.
Mercado Cativo	9.983	9.841	1,4%
TUSD	3.499	2.955	18,4%
Total	13.482	12.796	5,4%

Cabe destacar que o 1T10 foi afetado negativamente por uma alteração no período de faturamento de alguns clientes livres da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga, que resultou em um menor número de dias lidos, em cumprimento à Portaria CAT nº 97, de 27/05/2009, da Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, que altera a regulamentação da arrecadação de ICMS desses clientes. Entretanto, essa mudança não resultou em alteração da Receita Operacional, em função do registro do “não-faturado”. Considerando-se a quantidade de energia correspondente aos dias não-faturados no 1T10, a quantidade de energia transportada (TUSD) cresceu **18,4%** no 1T11 e o crescimento das vendas na área de concessão foi de **5,4%**.

1.1.1) Vendas no Mercado Cativo

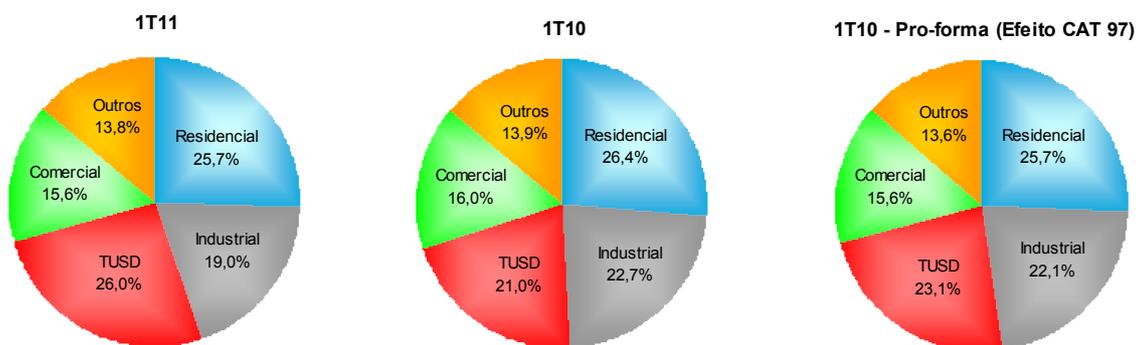
Mercado Cativo - GWh			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	3.459	3.284	5,3%
Industrial	2.565	2.831	-9,4%
Comercial	2.099	1.990	5,4%
Outros	1.860	1.735	7,2%
Total	9.983	9.841	1,4%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.8.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 55,7% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 5,3% e 5,4%, respectivamente, favorecidos pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e das concessões de crédito) verificado nos últimos anos, compensado parcialmente pelas temperaturas mais baixas.
- **Classe industrial:** redução de 9,4%, reflexo da pela migração de clientes para o mercado livre.

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



1.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T11	1T10	Var.
CPFL Paulista	1.742	1.224	42,2%
CPFL Piratininga	1.349	1.131	19,3%
RGE	356	238	49,3%
CPFL Santa Cruz	4	4	16,0%
CPFL Jaguari	16	13	21,0%
CPFL Mococa	-	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	9	-	0,0%
CPFL Sul Paulista	23	10	133,5%
Total	3.499	2.620	33,5%

TUSD por Distribuidora - GWh - Pro-forma (Efeito CAT 97)			
	1T11	1T10	Var.
CPFL Paulista	1.742	1.452	19,9%
CPFL Piratininga	1.349	1.225	10,2%
RGE	356	238	49,3%
CPFL Santa Cruz	4	4	16,0%
Outras 4 Distribuidoras (*)	48	36	34,0%
Total	3.499	2.955	18,4%

(*) Compreende CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista.

1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Vendas de Comercialização e Geração - GWh			
	1T11	1T10	Var.
Total	2.991	3.063	-2,3%

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 Epsa (contrato de disponibilidade).

No 1T11, as vendas de comercialização e geração totalizaram 2.991 GWh, uma redução de 2,3%, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo da comercialização, vigentes em 2010. Já as vendas para clientes livres tiveram alta, decorrente do aumento do número de clientes em carteira neste ano.

As vendas da Epsa para fora do grupo (antes da entrada em operação comercial das UTEs Termonordeste e Termoparaíba, em 24 de dezembro de 2010 e 13 de janeiro de 2011), que foram de 17 GWh no 1T11 e de 75 GWh no 1T10, não foram consideradas pelo fato da mesma possuir contrato de disponibilidade.

2) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	4.509.764	4.250.781	6,1%
Receita Operacional Líquida	3.022.784	2.878.725	5,0%
Custo com Energia Elétrica	(1.418.661)	(1.407.308)	0,8%
Custos e Despesas Operacionais	(749.966)	(629.766)	19,1%
Resultado do Serviço	854.156	841.651	1,5%
EBITDA	1.019.976	981.656	3,9%
Resultado Financeiro	(131.106)	(82.007)	59,9%
Lucro Antes da Tributação	723.050	759.644	-4,8%
LUCRO LÍQUIDO	465.875	487.863	-4,5%

2.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 1T11 atingiu R\$ 4.510 milhões, representando um aumento de 6,1% (R\$ 259 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\$ 4.296 milhões, um crescimento de 4,8% (R\$ 196 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.487 milhões, representando um aumento de 8,4% (R\$ 115 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 52 milhões); (ii) aumento dos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 65 milhões); e (iii) aumento dos valores referentes ao Proinfa (R\$ 5 milhões). O aumento nas deduções da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução: (i) do valor referente à P&D (R\$ 2 milhões); e (ii) da RGR (R\$ 6 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.023 milhões no 1T11, representando um aumento de 5,0% (R\$ 144 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.809 milhões, um crescimento de 3,0% (R\$ 81 milhões).

O aumento da receita operacional foi causado principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 40,6% (R\$ 98 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido ao reaquecimento da atividade industrial e à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 1,4% nas vendas de energia para o mercado cativo;
- Receita adicional líquida, no valor de R\$ 76 milhões: (i) da Chapecoense, por conta do início do contrato da UHE Foz do Chapecó (sendo 40% da energia vendida para distribuidoras dentro do Grupo CPFL e 11% para o mercado livre, por meio da CPFL Brasil); (ii) da CPFL Bioenergia, devido ao início das operações em agosto de 2010; e (iii) da Epasa.

O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pelo seguinte fator:

- Redução de 2,3% nas vendas de comercialização e geração, exclusive partes relacionadas, já parcialmente compensada pelas vendas adicionais da CPFL Geração, mencionadas acima.

2.2) 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\$ 1.419 milhões no 1T11, representando um aumento de 0,8% (R\$ 11 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T11 foi de R\$ 1.115 milhões, o que representa uma redução de 1,1% (R\$ 12 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 21 milhões), devido à redução de 6,1% no preço médio de compra, devido a menores taxas de câmbio, e de 1,8% (51 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Redução no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 26 milhões), devido à redução de 9,2% (817 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 7,1% no preço médio de compra;
 - (iii) Redução no custo com PROINFA (R\$ 7 milhões), devido à redução de 10,0% no preço médio de compra e de 4,8% (11 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensando:

- (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 27 milhões), devido ao aumento no preço médio de compra e de 25,4% (260 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 14 milhões), gerados a partir da compra de energia.

A redução líquida de 619 GWh na quantidade de energia comprada é decorrente do aumento das compras dentro do Grupo CPFL.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 304 milhões no 1T11, aumento de 8,4% (R\$ 23 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de conexão (R\$ 12 milhões);
 - (ii) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 8 milhões);
 - (iii) Aumento nos encargos da rede básica (R\$ 5 milhões);
 - (iv) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 3 milhões).

Parcialmente compensando:

- (i) Aumento dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 5 milhões), gerados a partir dos encargos do

sistema de transmissão e distribuição.

2.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 750 milhões no 1T11, registrando um aumento de 19,1% (R\$ 120 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor), atingiu R\$ 214 milhões no 1T11, registrando um aumento de 42,0% (R\$ 63 milhões). Esse valor tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 371 milhões no 1T11, registrando um aumento de 9,2% (R\$ 31 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T10):
 - (i) Gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 10 milhões), nas controladas CPFL Paulista (R\$ 4,8 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 1,9 milhão), CPFL Santa Cruz (R\$ 1,5 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 0,6 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,5 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,2 milhão) e CPFL Jaguari (R\$ 0,1 milhão);
 - (ii) Entrada em operação da UHE Foz do Chapecó, da UTE Baldin e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 6 milhões);
 - (iii) Redução na CPFL Geração decorrente do **aumento não-recorrente no 1T10**, devido ao prêmio pago pela Epasa referente ao *hedge* do contrato de energia, pela postergação na outorga da Aneel (R\$ 5 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T11 seria de R\$ 355 milhões e o PMSO do 1T10 seria de R\$ 335 milhões, um aumento de 6,1% (R\$ 20 milhões).

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 2,3% (R\$ 3 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos: (i) acordo coletivo de 2010 (R\$ 8 milhões) (aumento médio de 6,1%); e (ii) expansão das atividades da CPFL Atende e da CPFL Total;
 - (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 5,2% (R\$ 1 milhão);
 - (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 11,3% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento dos gastos com auditoria e consultoria (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Aumento dos gastos com entrega e cobrança de contas de energia, principalmente nas controladas CPFL Paulista (R\$ 2 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 1 milhão), devido aos reajustes de preços dos contratos;
 - ✓ Expansão das atividades da CPFL Total (R\$ 2 milhões).
 - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 7,0% (R\$ 5 milhões), devido principalmente à reversão, pela CPFL Paulista, da provisão para créditos de liquidação duvidosa **no 1T10**, referente ao débito de uma prefeitura (R\$ 6 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 16,3% (R\$ 26 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento na CPFL Geração (R\$ 16 milhões), devido principalmente à entrada em

operação da UHE Foz do Chapecó no 4T10 (R\$ 13,8 milhões) e da UTE Baldin (CPFL Bioenergia) no 3T10 (R\$ 0,6 milhão);

- (ii) Aumentos na CPFL Paulista (R\$ 6 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões), devido principalmente à amortização do novo sistema de faturamento.

2.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram um valor líquido (custo) de R\$ 153 milhões no 1T10 e de R\$ 124 milhões no 1T11. 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.

2.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o EBITDA do 1T11 foi de R\$ 1.020 milhões, registrando um aumento de 3,9% (R\$ 38 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, o EBITDA pro-forma “regulatório”, seria de R\$ 829 milhões no 1T10 e de R\$ 896 milhões no 1T11, um aumento de 8,1% (R\$ 67 milhões).

2.6) Resultado Financeiro

No 1T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 131 milhões, um aumento de 59,9% (R\$ 49 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 82 milhões registrada no 1T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 25,4% (R\$ 25 milhões), passando de R\$ 100 milhões no 1T10 para R\$ 126 milhões no 1T11, devido principalmente ao aumento nos seguintes itens: (i) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 10 milhões); (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 9 milhões); e (iii) renda de aplicações financeiras (R\$ 9 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento da Selic.
- Despesas Financeiras: aumento de 40,9% (R\$ 75 milhões), passando de R\$ 182 milhões no 1T10 para R\$ 257 milhões no 1T11, devido principalmente ao aumento dos encargos de dívidas (R\$ 72 milhões), em função da elevação do CDI (R\$ 36 milhões) e do aumento do saldo do endividamento, causado, entre outros fatores, pela entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 22,5 milhões), das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 10,4 milhões) e da UTE Baldin (CPFL Bioenergia) (R\$ 1,2 milhão).

2.7) Lucro Líquido

No 1T11, o lucro líquido foi de R\$ 466 milhões, redução de 4,5% (R\$ 22 milhões).

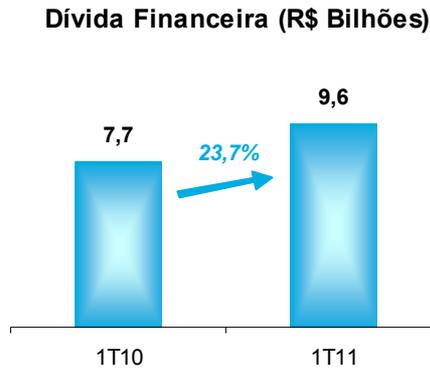
Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido do 1T11 seria de R\$ 460 milhões, redução de 4,8% (R\$ 23 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 483 milhões do 1T10.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro, (líquidos de impostos), o lucro líquido pro-forma “regulatório” seria de R\$ 389 milhões no 1T10 e de R\$ 380

milhões no 1T11, uma redução de 2,3% (R\$ 9 milhões).

3) ENDIVIDAMENTO

3.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 9.577 milhões no 1T11, aumento de 23,7%. Os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira foram:

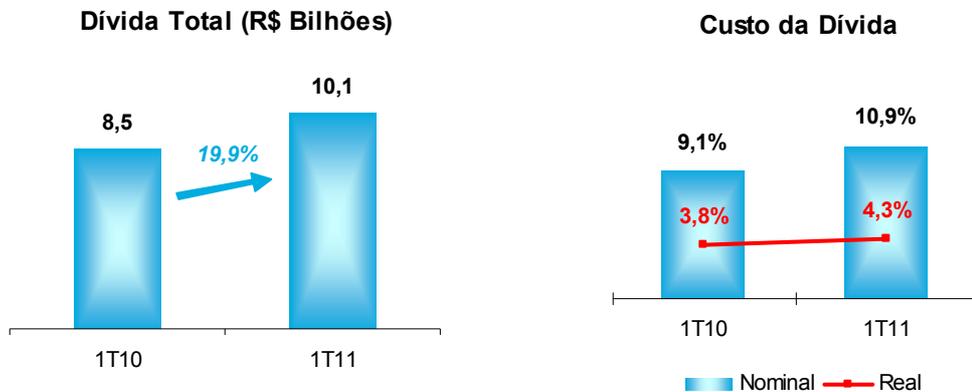
- **CPFL Brasil, CPFL Geração e Projetos de Geração:** captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 442 milhões, com destaque para:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Geração (3ª Emissão de R\$ 264 milhões), Epasa (2ª Emissão de R\$ 204 milhões), Enercan (R\$ 53 milhões) e Baesa (R\$ 9 milhões), para rolagem de dívidas e financiamento dos investimentos;
 - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Geração (R\$ 618 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 26 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES da CPFL Geração (R\$ 178 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 35 milhões), CPFL Brasil (R\$ 65 milhões), CPFL Bioenergia (R\$ 30 milhões) e CPFL Sul Centrais Elétricas (R\$ 7 milhões);
 - + Captação de financiamento junto ao BNB da Epasa (R\$ 97 milhões);
 - Amortizações de dívidas na modalidade suportada pela Resolução Bacen nº 2770, realizadas pela CPFL Geração (R\$ 618 milhões);
 - Amortizações de linhas de capital de giro pela CPFL Geração (R\$ 99 milhões) e Ceran (R\$ 4 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (1ª Emissão de R\$ 230 milhões) e da Baesa (R\$ 8 milhões);
 - Amortização de empréstimo com o BID da Enercan (R\$ 53 milhões);
 - Amortização de empréstimo com Furnas da CPFL Geração (R\$ 16 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES da CPFL Geração, Baesa, Ceran e Enercan, totalizando R\$ 108 milhões.
- **CPFL Energia e Distribuidoras do Grupo:** captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 1.160 milhões, com destaque para:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Piratininga (3ª Emissão de R\$ 260 milhões e 4ª

- Emissão de R\$ 280 milhões), para rolagem de dívidas e financiamento dos investimentos;
- + Captações de financiamentos pela RGE (R\$ 288 milhões), CPFL Paulista (R\$ 347 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 37 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 23 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 34 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 19 milhões), CPFL Mococa (R\$ 11 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 8 milhões);
 - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Paulista (R\$ 103 milhões);
 - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES das Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 274 milhões;
 - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (1ª Emissão de R\$ 200 milhões e 2ª Emissão de R\$ 100 milhões) e CPFL Paulista (4ª Emissão de R\$ 65 milhões);
 - Amortização de dívidas na modalidade suportada pela Resolução Bacen nº 2770, realizada pela CPFL Paulista (R\$ 103 milhões);
 - Amortização de linha de capital de giro pela CPFL Piratininga (R\$ 50 milhões).
- Provisão de juros no período líquidos dos pagamentos, no montante de R\$ 235 milhões.

Dívida Financeira - 1T11 (R\$ Mil)								
	Encargos		Principal		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
Moeda Nacional								
BNDES - Repotenciação	48	-	4.390	7.570	4.438	7.570	12.008	
BNDES - Investimento	13.627	-	361.503	3.022.047	375.130	3.022.047	3.397.177	
BNDES - Outros	983	-	91.252	121.392	92.235	121.392	213.627	
Instituições Financeiras	60.623	24.594	70.608	1.615.844	131.231	1.640.438	1.771.669	
Outros	594	-	15.038	32.478	15.632	32.478	48.110	
Sub-Total	75.875	24.594	542.791	4.799.331	618.666	4.823.925	5.442.591	
Moeda Estrangeira								
Instituições Financeiras	10.843	-	402.851	39.833	413.694	39.833	453.527	
Sub-Total	10.843	-	402.851	39.833	413.694	39.833	453.527	
Debêntures								
CPFL Energia	3.701	-	-	450.000	3.701	450.000	453.701	
CPFL Paulista	26.905	-	323.107	426.667	350.012	426.667	776.679	
CPFL Piratininga	24.540	-	-	537.136	24.540	537.136	561.676	
RGE	21.961	-	340.536	253.333	362.497	253.333	615.830	
CPFL Leste Paulista	699	-	23.982	-	24.681	-	24.681	
CPFL Sul Paulista	462	-	15.989	-	16.451	-	16.451	
CPFL Jaguari	291	-	9.991	-	10.282	-	10.282	
CPFL Brasil	4.768	-	164.844	-	169.612	-	169.612	
CPFL Geração	26.945	-	424.574	263.203	451.519	263.203	714.722	
EPASA	7.397	-	51.000	152.161	58.397	152.161	210.558	
BAESA	628	-	5.734	25.804	6.362	25.804	32.166	
ENERCAN	1.936	-	2.708	50.630	4.644	50.630	55.274	
Sub-Total	120.233	-	1.362.465	2.158.934	1.482.698	2.158.934	3.641.632	
Dívida Financeira	206.951	24.594	2.308.107	6.998.098	2.515.058	7.022.692	9.537.750	
Hedge	-	-	-	-	38.261	563	38.824	
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	2.553.319	7.023.255	9.576.574	
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	26,7%	73,3%	100%	

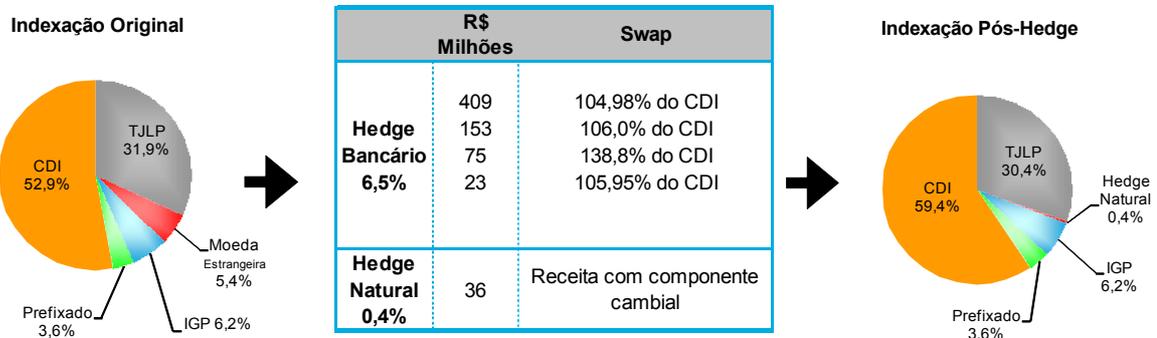
Ainda em relação à dívida financeira, é importante destacar que R\$ 7.023 milhões (73,3% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 2.553 milhões (26,7% do total) são considerados de curto prazo.

3.2) 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\$ 10.139 milhões no 1T11, aumento de 19,9%. O seu custo médio nominal passou de 9,1% a.a., no 1T10, para 10,9% a.a., no 1T11, em função do aumento do CDI (de 9,0% para 10,4%) e do IGP-M (de 1,9% para 10,9%) (taxas acumuladas nos últimos 12 meses).

Perfil da Dívida – 1T11



Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 55,2%, no 1T10, para 59,4%, no 1T11) e prefixadas (de 1,0%, no 1T10, para 3,6%, no 1T11), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas à TJLP (de 33,4%, no 1T10, para 30,4%, no 1T11) e ao IGP-M/IGP-DI (de 9,2%, no 1T10, para 6,2%, no 1T11).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 5,4% e 31,9%, respectivamente, se não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Como consideramos 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 0,4% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 30,4%, respectivamente.

3.3) Dívida Líquida Ajustada

R\$ Mil	1T11	1T10	Var.
Dívida Total	(10.139.301)	(8.456.012)	19,9%
(+) Disponibilidades	1.967.201	1.690.295	16,4%
(+) Depósito Judicial ⁽¹⁾	492.829	457.452	7,7%
(=) Dívida Líquida Ajustada	(7.679.271)	(6.308.265)	21,7%

Nota: (1) Referente ao imposto de renda da CPFL Paulista.

No 1T11, a dívida líquida ajustada atingiu R\$ 7.679 milhões, um aumento de 21,7% (R\$ 1.371 milhões).

A Companhia encerrou o 1T11 com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,27x. Se expurgarmos os saldos de dívidas da CPFL Bio Formosa (UTE Bio Formosa) e Parque Eólico Santa Clara, que ainda não geraram EBITDA para o grupo, a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 2.11x.

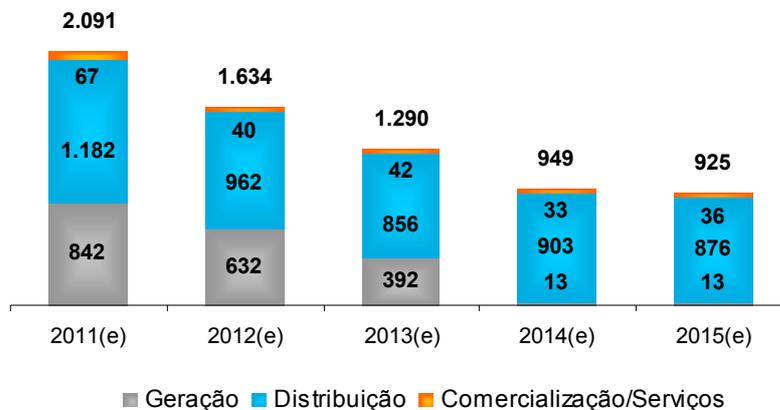
4) INVESTIMENTOS

No 1T11, foram realizados investimentos de R\$ 412 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 219 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 191 milhões à geração e R\$ 2 milhões à comercialização e serviços de valor agregado (SVA).

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T11 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 à UHE Foz do Chapecó e EPASA (UTES Termonordeste e Termoparaíba), empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTEs Bio Formosa, Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra, e Parques Eólicos Santa Clara e Campo dos Ventos II, empreendimentos em construção.

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos (R\$ milhões)



Nota: Não considera os investimentos advindos da aquisição da Jantus e da Associação com a ERSa.

5) FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa Consolidado (R\$ mil)		
	1T11	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	1.562.897	1.690.295
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	723.050	2.348.778
Depreciação e Amortização	188.171	718.157
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	182.653	669.447
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(207.974)	(727.011)
Encargos de Dívidas Pagos	(138.993)	(559.911)
Outros	(28.153)	(370.603)
	(4.296)	(269.921)
Total de Atividades Operacionais	718.754	2.078.857
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(412.281)	(1.923.594)
Outros	15.211	4.860
Total de Atividades de Investimentos	(397.070)	(1.918.734)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	380.832	2.792.273
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(298.190)	(1.236.082)
Dividendos Pagos	(22)	(1.437.116)
Outros	-	(2.292)
Total de Atividades de Financiamento	82.620	116.783
Geração de Caixa	404.304	276.906
Saldo Final do Caixa - 31/03/2011	1.967.201	1.967.201

O saldo final do caixa no 1T11 atingiu R\$ 1.967 milhões, representando um aumento de 25,9% (R\$ 404 milhões) em relação ao saldo inicial de caixa. Destacamos a seguir os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo do caixa:

- Aumento do saldo do caixa:
 - (i) O caixa gerado pelas atividades operacionais, no montante de R\$ 719 milhões;
 - (ii) Captações de empréstimos e debêntures, que superou em R\$ 83 milhões as amortizações.
- Redução do saldo do caixa:
 - (i) Investimentos (soma das contas “Aquisições de Imobilizado” e “Adições de Intangível”), no montante de R\$ 412 milhões (detalhados no item 4, “Investimentos”).

6) DIVIDENDOS

Em 29 de abril de 2011, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S10, aos detentores de ações ordinárias negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor declarado foi de R\$ 486 milhões, equivalente a R\$ 1,010190770 por ação.

Somando o montante de R\$ 774 milhões, referente ao 1S10 (pago em setembro de 2010), o valor total declarado, referente ao ano de 2010, foi de R\$ 1.260 milhões, correspondente a R\$ 2,619770369 por ação.

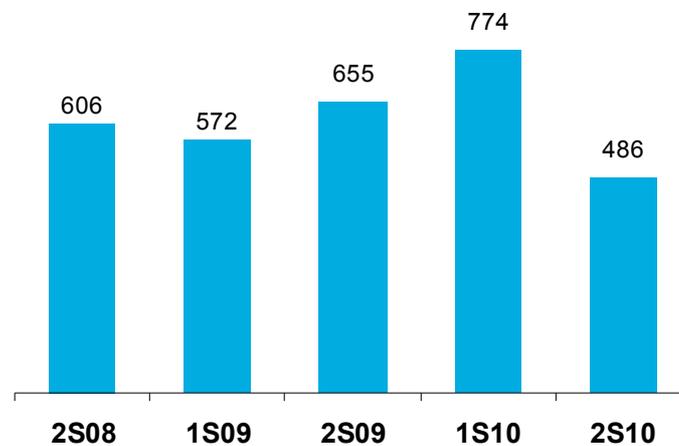
Em 10 de maio de 2011, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S10 aos detentores de ADRs, negociadas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 1,904 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	2S08	1S09	2S09	1S10	2S10
<i>Dividend Yield</i> - últimos 12 meses ⁽¹⁾	7,3%	7,6%	7,9%	8,6%	6,9%

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

O *dividend yield* referente ao 2S10, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 40,36 por ação) é de 2,5% (6,9% nos últimos 12 meses).

Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões



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.

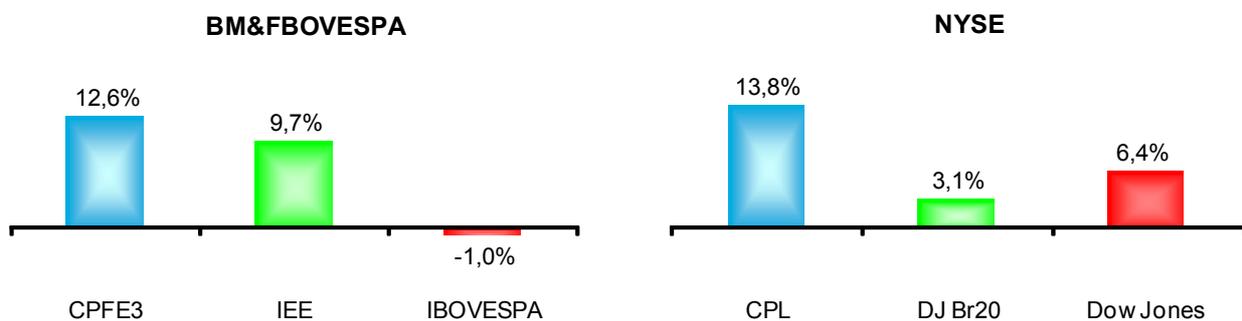
7) MERCADO DE CAPITAIS

7.1) 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.

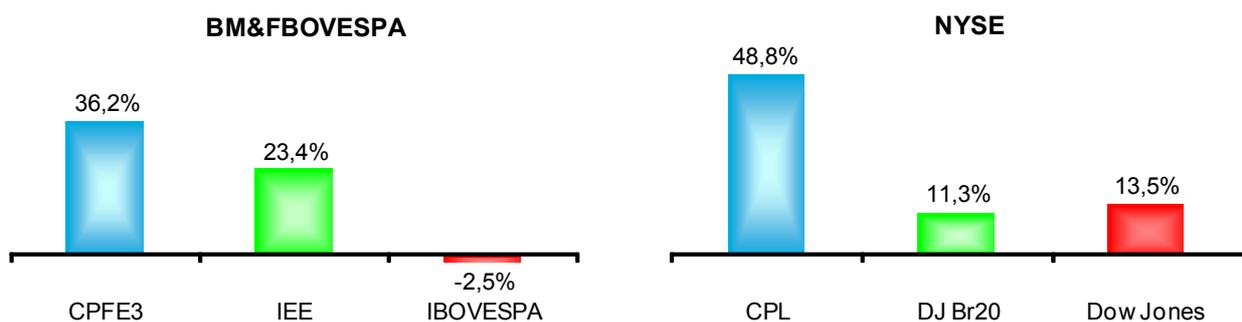
As ações encerraram o trimestre cotadas a R\$ 45,40 por ação e US\$ 85,61 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/03/2011 - com ajuste por proventos).

Desempenho das Ações – 1T11



No 1T11, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 12,6% na BM&FBOVESPA e de 13,8% na NYSE, superando os principais índices de mercado.

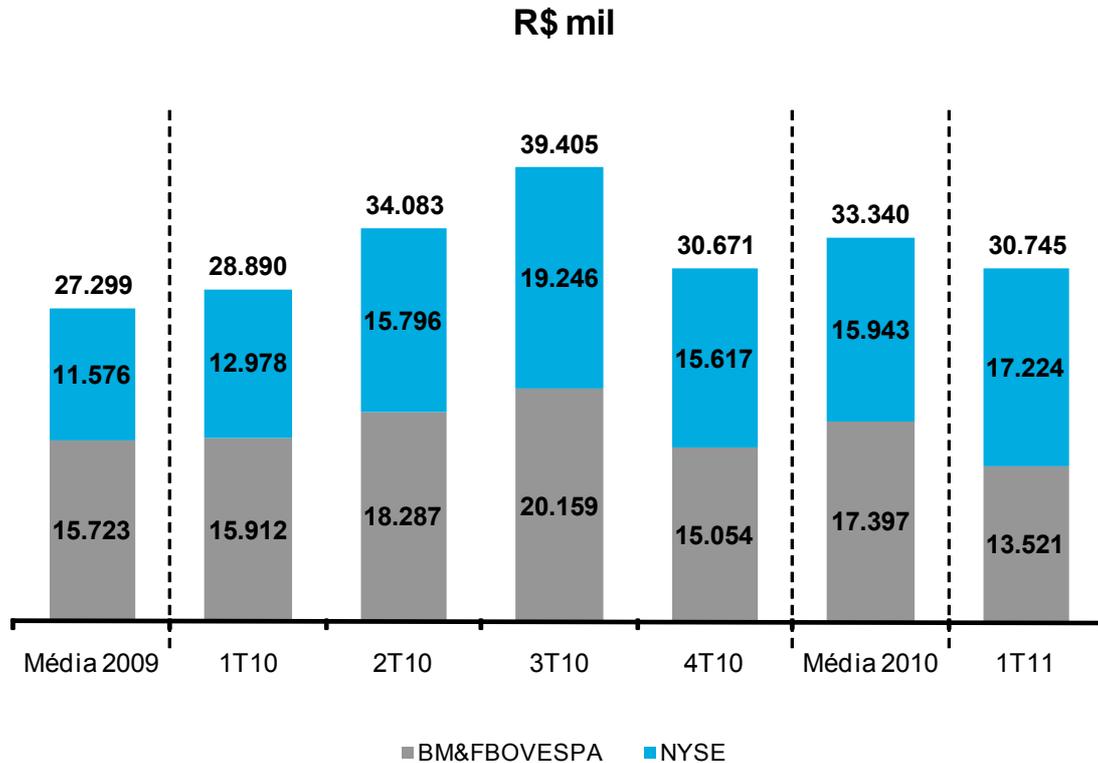
Desempenho das Ações – Últ. 12M



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 36,2% na BM&FBOVESPA e de 48,8% na NYSE, também superando os principais índices de mercado.

7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T11 foi de R\$ 30,7 milhões, sendo R\$ 13,5 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 17,2 milhões na NYSE, representando um aumento de 6,4% em relação ao 1T10. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, reduziu 1,4%, passando de uma média diária de 1.387 negócios, no 1T10, para 1.368 negócios, no 1T11.



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

7.3) 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		2010	2009	2008	2007	2006	2005
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA-	brA+	brA
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Positiva	Positiva
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)	AA (bra)	A+ (bra)	A- (bra)
	Perspectiva	Estável	Positiva	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

8) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

A CPFL Energia é listada no Novo Mercado da BM&FBOVESPA e possui ADRs Nível III na NYSE, 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% do valor pago aos controladores, no caso de alienação de controle.

O Conselho de Administração da Companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em 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.

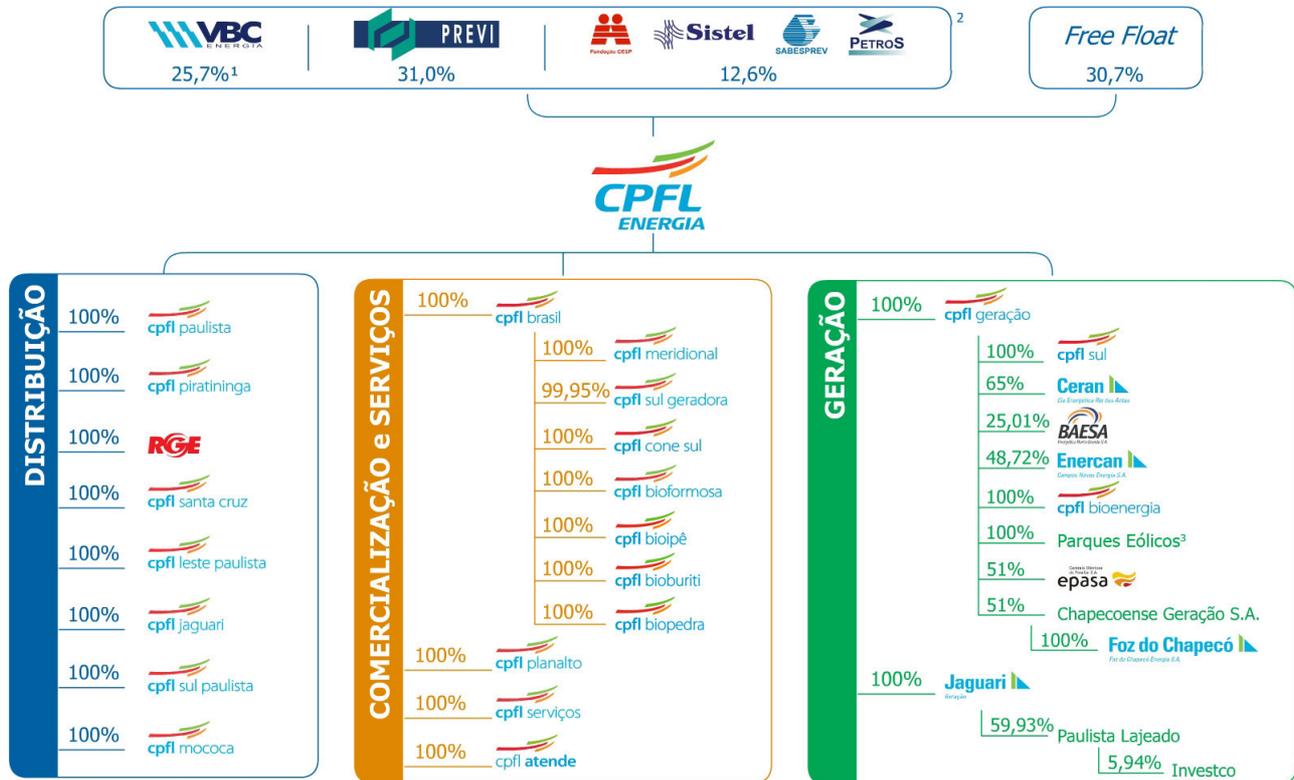
O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são formadas Comissões *ad hoc* que assessoram o Conselho de Administração 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 exercem também as atribuições de Comitê de Auditoria previstas nas regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em Regimento Interno e no Guia do Conselho Fiscal.

A Diretoria Executiva é formada por sete 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 nomes dos demais diretores estatutários.

9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA ATUAL

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



Nota: (1) Inclui 0,1% de ações da empresa Camargo Corrêa S.A.;

(2) Acionistas controladores;

(3) Compreende 13 empresas: Santa Clara I, II, III, IV, V e VI, Eurus VI, Campo dos Ventos I, II, III, IV e V e Eurus V.

9.1) Grupamento/Desdobramento e Alteração da Relação de Troca dos ADRs

O grupamento das ações ordinárias da CPFL Energia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), foram aprovados em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de abril de 2011. A alteração da relação de troca, de 1 (um) ADR equivalente a 3 (três) ações ordinárias para 1 (um) ADR equivalente a 2 (duas) ações ordinárias, já havia sido aprovada pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, na reunião realizada em 23 de fevereiro de 2011.

- **Benefícios:** (i) provável aumento da liquidez das ações ordinárias e dos ADRs, (ii) maior acesso do investidor individual às negociações (menor cotação da ação), (iii) aumento da base de acionistas ativos, e (iv) otimização da gestão de base acionária.
- **Cronograma:**

Julho de 2011 – Início da negociação (na nova cotação) das ações ordinárias grupadas e desdobradas e dos ADRs com a relação de troca alterada;

Agosto de 2011 – Pagamento das frações de ações ordinárias.

9.2) Aquisição da Jantus

A CPFL Energia anunciou em 07 de abril de 2011 que, por meio da sua controlada CPFL Brasil (“Compradora”), celebrou com Liberty Mutual Insurance Company (“Liberty”), Citi Participações e Investimentos Ltda. (“Citi”), um fundo de investimentos administrado pelo Black River Asset Management LLC, Carbon Capital Markets Limited, que representa os interesses de seu controlador Trading Emissions PLC na Jantus, Matthew Alexander Swiney, e outros minoritários (em conjunto, “Vendedores”), um contrato para adquirir 100% das quotas da Jantus SL (“Jantus”), e a possível aquisição de outra sociedade a ser organizada pelos Vendedores mediante uma reorganização societária na Jantus (“Jantus II”, e conjuntamente com Jantus, “Sociedades”).

Atualmente, a Jantus controla SIIF Énergies do Brasil Ltda. e, ainda, SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda. (em conjunto “SIIF”). A SIIF detém (i) quatro parques eólicos em operação (Formosa, Icaraizinho, Paracuru e SIIF Cinco) no Estado do Ceará com capacidade instalada de 210 MW e com contratos de venda de energia de 20 anos com a Eletrobrás incluídos no PROINFA (“**Parques Eólicos em Operação**”), (ii) um projeto de parque eólico localizado no Estado do Rio de Janeiro com capacidade instalada potencial de 135 MW e também com contrato de venda de energia de longo prazo com a Eletrobrás incluído no PROINFA (“**Quintanilha Machado**”), e (iii) um portfólio de projetos eólicos com capacidade instalada total de 732 MW nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais 412 MW já são certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia (“**Portfólio de Projetos**”).

A Jantus será reorganizada, sendo que deterá indiretamente todos os projetos e ativos operacionais detidos por suas subsidiárias, com exceção de Quintanilha Machado, que se tornará uma subsidiária da Jantus II, e cuja aquisição está sujeita a determinadas condições precedentes.

O preço de aquisição para Jantus (compreendendo os Parques Eólicos em Operação e o Portfólio de Projetos) é de **R\$ 950 milhões**, além da Compradora assumir uma dívida líquida no valor de **R\$ 544,2 milhões**. O preço condicional de aquisição para Jantus II é de **R\$ 70 milhões**, sem nenhuma assunção de dívidas. Uma vez completadas ambas as transações, elas representam um *Enterprise Value* combinado de **R\$ 1.564,2 milhões**. Os valores acima serão ajustados baseados no montante da dívida líquida e capital de giro da Jantus e Jantus II no fechamento da aquisição. A consumação de ambas as transações está sujeita ao cumprimento de determinadas condições previstas no contrato de compra e venda, incluindo as autorizações de todos os órgãos regulamentares competentes.

9.3) Associação da CPFL com a ERSa e criação da CPFL Energias Renováveis

A CPFL Energia e ERSa – Energias Renováveis S.A. (“**ERSa**”) anunciaram, em 19 de abril de 2011, que a CPFL Energia e suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil (em conjunto, “**CPFL**”) celebraram, nesta data, com os acionistas da ERSa, um Acordo de Associação (o “**Acordo**”) estabelecendo os termos e condições por meio dos quais pretendem unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSa no Brasil (a “**Associação**”), assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usinas Termelétricas a Biomassa (os “**Empreendimentos**”).

Em linhas gerais, a Associação compreenderá as seguintes etapas, com conclusão estimada para agosto/setembro de 2011:

- (i) A CPFL Geração deverá realizar a segregação das PCHs que atualmente compõem seu patrimônio e estão sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto (as “**Sociedades PCH**”);
- (ii) A CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, integrarão uma nova sociedade holding (a “**Nova CPFL**”), para a qual irão transferir todos os seus Empreendimentos,

inclusive as Sociedades PCH;

- (iii) A ERSa incorporará a Nova CPFL, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passarão a integrar o bloco de controle da ERSa, como acionistas majoritárias, detendo, em conjunto, 63,6% do capital total e votante da ERSa, enquanto os atuais acionistas da ERSa deterão 36,4%; e
- (iv) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSa terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "**CPFL Renováveis**").

A relação de substituição entre as ações da ERSa e as ações da Nova CPFL, para os fins da incorporação, toma por base o valor econômico da ERSa e o valor econômico dos Empreendimentos pertencentes à CPFL que serão contribuídos para a Nova CPFL, e será confirmada por laudos de avaliação preparados por empresas especializadas, nos termos da legislação aplicável. No contexto da Associação, os ativos envolvidos foram avaliados em R\$ 4,5 bilhões (*Equity Value*).

Os termos e condições da incorporação serão submetidos à aprovação em Assembleia Geral de Acionistas das partes, nos termos da legislação aplicável, sendo que os documentos necessários para a deliberação sobre a referida operação serão disponibilizados ao mercado oportunamente, conforme Instrução CVM nº 319/99 (e posteriores alterações).

A Associação está sujeita a determinadas condições previstas no Acordo, incluindo autorizações de órgãos regulatórios, e reorganizações societárias de sociedades controladas pela CPFL, bem como ao atendimento aos termos e condições já informados através do fato relevante divulgado em 07 de abril de 2011, no que tange a aquisição dos empreendimentos da SIIF pela CPFL.

- **Objetivos da Operação:**

O objetivo dessa operação é a criação de uma empresa independente, com portfólio diversificado de ativos de alta qualidade em energias renováveis e com plano de crescimento acelerado:

- Um dos maiores *players* de energia renovável da América Latina;
- Portfólios e expertises complementares, com minimização de risco;
- Excelente histórico de entrega de projetos ("*track record*");
- Qualidade do corpo gerencial e acionário;
- Sinergias operacionais e possibilidade de crescimento via consolidação.

- **Cronograma Estimado da Operação:**

- 04 de maio de 2011: protocolo na ANEEL e BNDES;
- Julho-Setembro de 2011: aprovação pelos órgãos competentes;
- Agosto-Setembro de 2011: reestruturações societárias, incorporação pela ERSa e conclusão da CPFL Renováveis.

- **Aporte Inicial de Caixa:**

A CPFL fará aporte inicial de caixa correspondente a R\$ 250 milhões e a ERSa aportará R\$ 321 milhões.

• Portfólio da CPFL Renováveis:

(posição estimada em agosto de 2011)

Em Operação				
	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
ERSA	155	-	-	155
CPFL	124	210	160	494
TOTAL	278	210	160	648

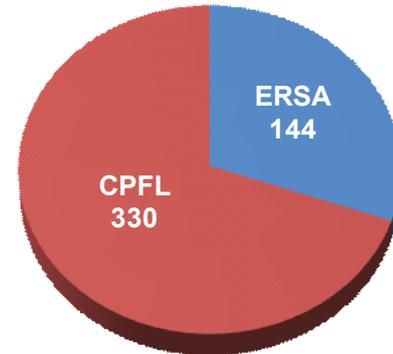
Em Construção				
	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
ERSA	20	78	-	98
CPFL	-	218	70	288
TOTAL	20	296	70	386

Em Preparação para Construção e em Desenvolvimento				
	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
TOTAL	508	1.472	1.361	3.341

TOTAL CPFL Renováveis				
	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
TOTAL	806	1.978	1.591	4.375

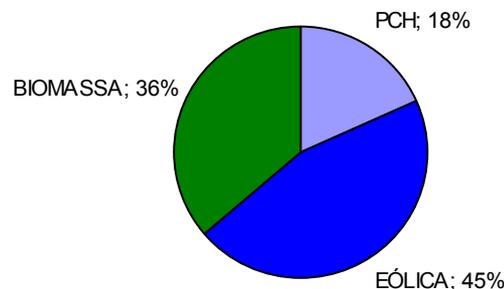
Nota: Considera os empreendimentos da Jantus, inclusive Quintanilha Machado.

Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

**Energia Assegurada / Garantia Física
Operação e Construção - MW médios**


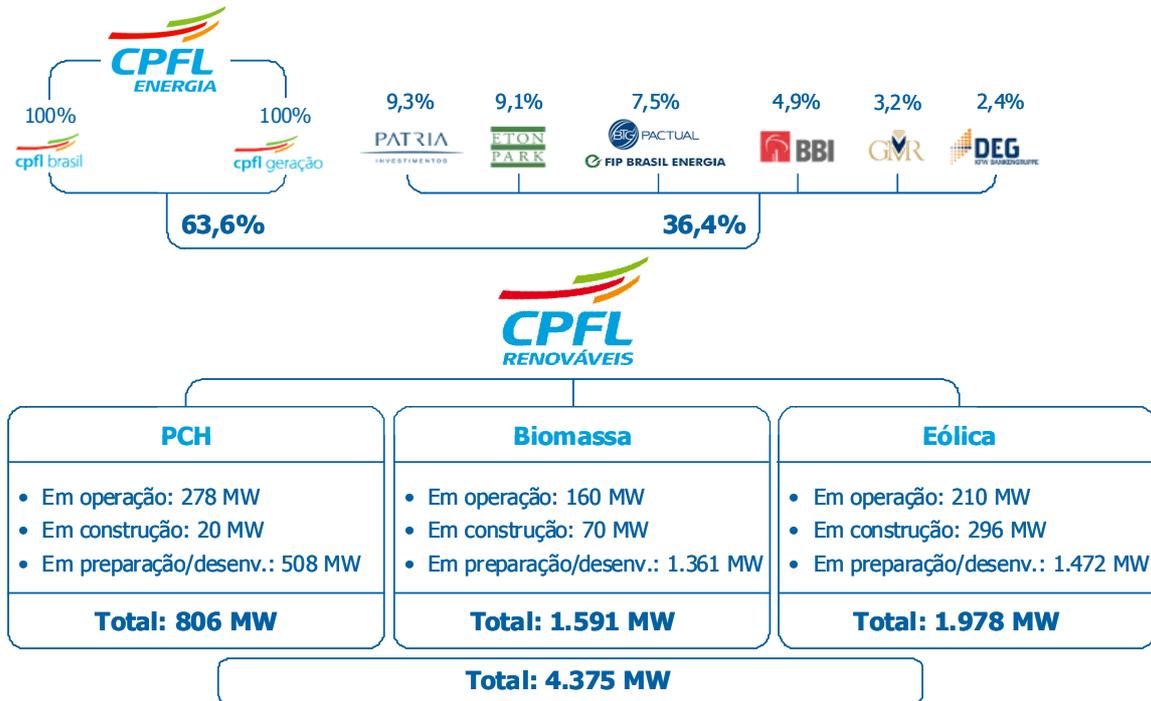
O portfólio de Empreendimentos da CPFL Energias Renováveis, quando concluídas as etapas de obtenção de autorizações e reorganizações societárias, totalizará 1.034 MW de potência (473 MW médios de energia assegurada/garantia física), sendo composto por 33 PCHs (278 MW), 4 parques eólicos (210 MW) e 4 usinas termelétricas a biomassa (160 MW) em operação, 1 PCH (20 MW), 12 parques eólicos (296 MW) e 1 usina termelétrica a biomassa (70 MW) em construção. Adicionalmente, a CPFL Energias Renováveis terá cerca de 3.341 MW de empreendimentos em preparação para construção e em desenvolvimento.

Somando o portfólio de Empreendimentos em operação, construção e preparação para construção com os potenciais renováveis em desenvolvimento, atingimos 4.375 MW de potência.

Mix por fonte – operação, construção e preparação/desenvolvimento (MW)


• **Estrutura Societária Após a Associação:**

(posição estimada quando da conclusão da operação)



Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

A implementação desta Associação resultará na criação de uma companhia com 1.034 MW de potência em operação e construção, com presença marcante nas três principais tecnologias desenvolvidas atualmente no país – PCHs, usinas termelétricas a biomassa e parques eólicos – e com forte atuação nas etapas de desenvolvimento, preparação, construção e operação de usinas de geração de energia.

10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

10.1) Segmento de Distribuição

10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Mil)			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	4.062.645	3.876.468	4,8%
Receita Operacional Líquida	2.618.844	2.535.736	3,3%
Custo com Energia Elétrica	(1.434.010)	(1.401.378)	2,3%
Custos e Despesas Operacionais	(600.019)	(499.064)	20,2%
Resultado do Serviço	584.814	635.294	-7,9%
EBITDA	654.415	696.128	-6,0%
Resultado Financeiro	(30.774)	(18.645)	65,1%
Lucro antes da Tributação	554.040	616.649	-10,2%
LUCRO LÍQUIDO	365.002	407.195	-10,4%

Nota: as tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.6.

Receita Operacional

A receita operacional bruta no 1T11 atingiu R\$ 4.063 milhões, representando um aumento de 4,8% (R\$ 186 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 3.849 milhões, um crescimento de 3,3% (R\$ 123 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.444 milhões, representando um aumento de 7,7% (R\$ 103 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 42 milhões); (ii) aumento dos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 65 milhões); e (iii) aumento dos valores referentes ao Proinfa (R\$ 5 milhões). O aumento nas deduções da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução: (i) da RGR (R\$ 7 milhões); e (ii) do valor referente à P&D (R\$ 2 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.619 milhões no 1T11, representando um aumento de 3,3% (R\$ 83 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.405 milhões, um crescimento de 0,8% (R\$ 20 milhões).

O aumento da receita operacional foi causado principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 39,8% (R\$ 96 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido ao aquecimento da atividade industrial e à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 1,4% nas vendas de energia para o mercado cativo.

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\$ 1.434 milhões no 1T11, representando um aumento de 2,3% (R\$ 33 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T11 foi de R\$ 1.144 milhões, o que representa um aumento de 1,3% (R\$ 15 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 2 milhões), devido ao aumento de 1,5% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,3% (97 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo - CCEE (R\$ 27 milhões), devido ao aumento de 2,9% no preço médio de compra e de 21,1% (211 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 13 milhões), gerados a partir da compra de energia.

Parcialmente compensando:

- (i) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 21 milhões), devido à redução de 6,1% no preço médio de compra, devido a menores taxas de câmbio, e de 1,8% (51 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Redução no custo com PROINFA (R\$ 7 milhões), devido à redução de 10,0% no preço médio de compra e de 4,8% (11 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 290 milhões no 1T11, aumento de 6,6% (R\$ 18 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 8 milhões);
 - (ii) Aumento nos encargos da rede básica (R\$ 5 milhões);
 - (iii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 3 milhões);
 - (iv) Aumento nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 3 milhões);
 - (v) Aumento nos encargos de conexão (R\$ 2 milhões);
 - (vi) Aumento nos encargos de transporte de Itaipu (R\$ 1 milhão).

Parcialmente compensando:

- (i) Aumento dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 4 milhões), gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 600 milhões no 1T11, registrando um aumento de 20,2% (R\$ 101 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor), atingiu R\$ 214 milhões no 1T11, registrando um aumento de 42,0% (R\$ 63 milhões). Esse valor tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 317 milhões no 1T11, registrando um aumento de 10,1% (R\$ 29 milhões), devido principalmente ao seguinte fator (que deve ser expurgado para fins de melhor comparação com o 1T10):
 - (i) Gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 10 milhões), nas controladas CFPL Paulista (R\$ 4,8 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 1,9 milhão), CPFL Santa Cruz (R\$ 1,5 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 0,6 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,5 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,2 milhão) e CPFL Jaguari (R\$ 0,1 milhão).

Desconsiderando o efeito mencionado, o PMSO do 1T11 seria de R\$ 307 milhões e o PMSO do 1T10 seria de R\$ 288 milhões, um aumento de 6,8% (R\$ 19 milhões).

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

mencionados:

- (i) Gastos com material, que registraram aumento de 9,9% (R\$ 1 milhão);
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 14,2% (R\$ 12 milhões), devido, entre outros fatores, aos seguintes efeitos:
 - ✓ Aumento dos gastos com auditoria e consultoria (R\$ 4 milhões);
 - ✓ Aumento dos gastos com entrega e cobrança de contas de energia, principalmente nas controladas CPFL Paulista (R\$ 2 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 1 milhão), devido ao reajuste de preços dos contratos.
 - (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 9,7% (R\$ 6 milhões), devido principalmente à reversão, pela CPFL Paulista, da provisão para créditos de liquidação duvidosa **no 1T10**, referente ao débito de uma prefeitura (R\$ 6 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 10,9% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos aumentos na CPFL Paulista (R\$ 6 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões), decorrentes principalmente da amortização do novo sistema de faturamento.

Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram um valor líquido (custo) de R\$ 153 milhões no 1T10 e de R\$ 124 milhões no 1T11. Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

EBITDA

Com base nos fatores expostos, o EBITDA do 1T11 foi de R\$ 654 milhões, registrando uma redução de 6,0% (R\$ 42 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, o EBITDA pro-forma “regulatório”, seria de R\$ 543 milhões no 1T10 e de R\$ 530 milhões no 1T11, uma redução de 2,3% (R\$ 13 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 31 milhões, um aumento de 65,1% (R\$ 12 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 19 milhões registrada no 1T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 25,5% (R\$ 19 milhões), passando de R\$ 73 milhões no 1T10 para R\$ 92 milhões no 1T11, devido principalmente ao aumento nos seguintes itens: (i) acréscimos e multas moratórias (R\$ 9 milhões); (ii) renda de aplicações financeiras (R\$ 7 milhões); e (iii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 5 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 33,5% (R\$ 31 milhões), passando de R\$ 92 milhões no 1T10 para R\$ 123 milhões no 1T11, devido principalmente ao aumento dos encargos de dívidas (R\$ 37 milhões), em função da elevação do CDI e do aumento do saldo do endividamento.

Lucro Líquido

No 1T11, o lucro líquido foi de R\$ 365 milhões, redução de 10,4% (R\$ 42 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro, (líquidos de impostos), o lucro líquido pro-forma “regulatório” seria de R\$ 309 milhões no 1T10 e de R\$ 280 milhões no 1T11, uma redução de 9,5% (R\$ 29 milhões).

10.1.2) 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

10.1.2.1) 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.

10.1.2.2) 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 “11.1.2.5”.

10.1.2.3) CPFL Paulista

Em 5 de abril de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.130, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 7,38%, sendo 6,11% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,26% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 7,23% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2011 e vigorarão até 7 de abril de 2012.

Reajuste anterior:

Em 6 de abril de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 961, a Aneel reajustou as tarifas

de energia elétrica da CPFL Paulista em 2,70%, sendo 1,55% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,15% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de -5,69% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2010 e vigorarão até 7 de abril de 2011.

10.1.2.4) RGE

Em 15 de junho de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 1.009, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 12,37%, sendo 1,72% relativos ao Reajuste Tarifário e 10,65% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 3,96% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2010 e vigorarão até 18 de junho de 2011.

Em 30 de março de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 957, a Aneel alterou a data contratual de reajuste e revisão tarifária da RGE, prorrogando a vigência, para 18 de junho de 2010, das tarifas de energia elétrica da concessionária, constantes da Resolução Homologatória 810, de 14 de abril de 2009. (Em 14 de abril de 2009, por meio da Resolução Homologatória nº 810, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 18,95%, sendo 10,44% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,50% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual).

10.1.2.5) Tabela com Reajustes

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

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
<i>Vigência >>>>></i>	<i>08/04/2011</i>	<i>19/06/2010</i>	<i>23/10/2010</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>
IRT Econômico	6,11%	1,72%	8,59%	8,01%	6,42%	5,22%	6,57%	6,84%
Componentes Financeiros	1,26%	10,65%	1,52%	15,61%	1,34%	0,25%	1,45%	2,66%
IRT Total	7,38%	12,37%	10,11%	23,61%	7,76%	5,47%	8,02%	9,50%

10.2) Segmento de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (R\$ Mil)			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	430.263	404.027	6,5%
Receita Operacional Líquida	380.236	360.812	5,4%
EBITDA	92.036	95.644	-3,8%
LUCRO LÍQUIDO	60.460	63.717	-5,1%

Receita Operacional

No 1T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 430 milhões, representando um aumento de 6,5% (R\$ 26 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 380 milhões, representando um aumento de 5,4% (R\$ 19 milhões).

EBITDA

No 1T11, o EBITDA atingiu R\$ 92 milhões, redução de 3,8% (R\$ 4 milhões).

Lucro Líquido

No 1T11, o lucro líquido foi de R\$ 60 milhões, redução de 5,1% (R\$ 3 milhões).

10.3) Segmento de Geração

10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração (R\$ Mil)			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	365.055	262.429	39,1%
Receita Operacional Líquida	342.625	248.324	38,0%
Custo com Energia Elétrica	(25.229)	(19.122)	31,9%
Custos e Despesas Operacionais	(96.087)	(77.250)	24,4%
Resultado do Serviço	221.309	151.952	45,6%
EBITDA	279.733	194.699	43,7%
Resultado Financeiro	(94.263)	(61.404)	53,5%
Lucro antes da Tributação	127.046	90.548	40,3%
LUCRO LÍQUIDO	86.676	57.869	49,8%

Receita Operacional

No 1T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 365 milhões, representando um aumento de 39,1% (R\$ 103 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 343 milhões, representando um aumento de 38,0% (R\$ 94 milhões). O aumento da receita operacional líquida decorre principalmente da receita adicional, no valor de R\$ 76 milhões: (i) da Chapecoense, por conta do início do contrato da UHE Foz do Chapecó (sendo 40% da energia vendida para distribuidoras dentro do Grupo CPFL e 11% para o mercado livre, por meio da CPFL Brasil); (ii) da CPFL

Bioenergia, devido ao início das operações em agosto de 2010; e (iii) das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa.

Custo com Energia Elétrica

No 1T11, o custo com energia elétrica foi de R\$ 25 milhões, representando um aumento de 31,9% (R\$ 6 milhões), devido principalmente ao incremento de despesas com a aquisição de energia efetuada pela Chapecoense e pela CPFL Bioenergia (R\$ 9 milhões), parcialmente compensado pela redução de despesa de aquisição de energia da Epasa, em função da entrada em operação das suas unidades geradoras em 24 de dezembro de 2010 e 13 de janeiro de 2011 (R\$ 4 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

No 1T11, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 96 milhões, representando um aumento de 24,4% (R\$ 19 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Item PMSO, que atingiu R\$ 38 milhões, registrando um aumento de 9,2% (R\$ 3 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Gastos com Pessoal, item que atingiu R\$ 11 milhões, um aumento de 29,4% (R\$ 2 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 1 milhão); e (ii) acordo coletivo de 2010;
 - ✓ Gastos com Serviços de Terceiros, item que atingiu R\$ 9 milhões, um aumento de 54,0% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó, da UTE Baldin e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 2 milhões).

Compensando parcialmente:

- ✓ Outros Custos/Despesas Operacionais, item que atingiu R\$ 17 milhões, uma redução de 13,2% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução na CPFL Geração decorrente do **aumento não-recorrente no 1T10**, devido ao prêmio pago pela Epasa referente ao *hedge* do contrato de energia, pela postergação na outorga da Aneel (R\$ 5 milhões).
- Item Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 54 milhões, registrando um aumento de 40,3% (R\$ 16 milhões), devido principalmente à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó no 4T10 (R\$ 13,8 milhões) e da UTE Baldin (CPFL Bioenergia) no 3T10 (R\$ 0,6 milhão).

EBITDA

No 1T11, o EBITDA foi de R\$ 280 milhões, aumento de 43,7% (R\$ 85 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 94 milhões, representando um aumento de 53,5% (R\$ 33 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 8 milhões no 1T10 para R\$ 20 milhões no 1T11 (aumento de R\$ 12 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras (R\$ 11 milhões), decorrente do aumento do estoque de aplicações.
- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 69 milhões no 1T10 para R\$ 114 milhões no 1T11 (aumento de R\$ 45 milhões), devido principalmente ao aumento dos encargos de dívidas (R\$

53 milhões), em função: (i) da elevação do CDI; (ii) do aumento do saldo do endividamento; e (iii) da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 22,5 milhões), das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 10,4 milhões) e da UTE Baldin (CPFL Bioenergia) (R\$ 1,2 milhão).

O aumento das despesas financeiras foi parcialmente compensado pela redução das despesas com atualizações monetárias e cambiais (R\$ 10 milhões), devido, entre outros fatores, à dívida da Enercan com o BID no 1T10 (R\$ 5 milhões).

Lucro Líquido

No 1T11, o lucro líquido foi de R\$ 87 milhões, aumento de 49,8% (R\$ 29 milhões).

10.3.2) Status dos Projetos de Geração

UTE Bio Buriti (CPFL Bio Buriti)

A UTE Bio Buriti, localizada em Buritizal (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (70% das obras realizadas – março de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 135 milhões. A potência instalada é de 50 MW, com 21,2 MW/safra de energia exportada para a CPFL Brasil.

UTE Bio Ipê (CPFL Bio Ipê)

A UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (54% das obras realizadas – março de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 26 milhões. A potência instalada é de 25 MW, com 8,4 MW/safra de energia exportada para a CPFL Brasil.

UTE Bio Formosa (CPFL Bio Formosa)

A UTE Bio Formosa, localizada no Estado da Paraíba, encontra-se em fase de construção (88% das obras realizadas – março de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 3T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 40 MW e a energia assegurada é de 16 MWmédios. Aproximadamente 70% da energia foi vendida no Leilão A-5 ocorrido em 2006 (preço: R\$ 179,10/MWh – dezembro de 2010) e a energia restante será vendida para o mercado livre.

UTE Bio Pedra (CPFL Bio Pedra)

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (15% das obras realizadas – março de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 205 milhões. A potência instalada é de 70 MW e a energia assegurada é de 24 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 145,48/MWh).

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

Os Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (17% das obras realizadas – março de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T12. O investimento total no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A potência instalada é de 188 MW e a energia assegurada é de 76 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 159,00/MWh – dezembro de 2010).

Parque Eólico Campo dos Ventos II

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 3T13. O investimento total no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 30 MW e a energia assegurada é de 14 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 126,19/MWh).

Parques Eólicos Campo dos Ventos I, III, IV e V e Eurus V

Os Parques Eólicos Campo dos Ventos I, III, IV e V e Eurus V, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 3T13. O início da construção está previsto para o 3T11, após autorização da Aneel. O investimento total no empreendimento é de R\$ 600 milhões. A potência instalada é de 150 MW e a garantia física é de 64,6 MWmédios. A energia será vendida para o mercado livre, por meio da CPFL Brasil.

10.3.3) Portfólio da Jantus

(Aquisição anunciada em 07/04/2011 – vide item 9.2)

- Características dos Parques Eólicos em operação (210 MW):

	Formosa	Icaraizinho	Foz do Rio Choró	Paracuru
Capacidade Instalada	105,0 MW	54,6 MW	25,2MW	25,2MW
Fator de Capacidade	28,5%	47,9%	40,7%	49,6%
Data de entrada em operação	Ago 2009	Out 2009	Fev 2009	Dez 2008
PPA PROINFA 20 anos ²	R\$ 281/MWh	R\$ 248/MWh	R\$ 258/MWh	R\$ 248/MWh

10.3.4) Portfólio da ERSA

(Associação com a CPFL anunciada em 19/04/2011 – vide item 9.3)

Os empreendimentos da ERSA serão agregados ao portfólio da CPFL (PCHs, usinas termelétricas a biomassa e parques eólicos) e comporão a CPFL Renováveis, com a conclusão da operação prevista para agosto-setembro de 2011.

Em Operação

EM OPERAÇÃO									
EMPREENDIMENTOS	Localização	Início da Operação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmédios)*	Contrato	Preço Médio (R\$/MWh)	Data Base do Preço	Prazo	Indexador
PCH Alto Irani	Santa Catarina	set-08	21,0	13,7	Proinfa	176,18	jan-11	20 anos	IGP-M
PCH Anoredo	Santa Catarina	abr-10	13,0	7,2	Leilão	157,18	jan-11	30 anos	IPCA
PCH Barra da Paciência	Minas Gerais	mar-11	23,0	13,6	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
PCH Cocais Grande	Minas Gerais	mar-09	10,0	5,3	Proinfa	176,18	jan-11	20 anos	IGP-M
PCH Corrente Grande	Minas Gerais	fev-11	14,0	8,1	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
PCH Ninho da Águia	Minas Gerais	jan-11	10,0	6,0	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
PCH Paiol	Minas Gerais	mar-10	20,0	13,8	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
PCH Plano Alto	Santa Catarina	fev-08	16,0	10,3	Proinfa	176,18	jan-11	20 anos	IGP-M
PCH São Gonçalo	Minas Gerais	jun-10	11,0	7,6	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
PCH Varginha	Minas Gerais	out-10	9,0	5,4	Leilão	157,18	jan-11	30 anos	IPCA
PCH Várzea Alegre	Minas Gerais	abr-11	7,5	4,4	Merc. Livre	N/D	jan-11	N/D	N/D
TOTAL			154,5	95,4					

(*) Expectativa de revisão desses valores pela ANEEL, com aumento total de 0,8 MWmédios
 Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

Em Construção

EM CONSTRUÇÃO									
EMPREENDIMENTOS	Localização	Início da Operação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmédios)	Contrato	Preço Médio (R\$/MWh)	Data Base do Preço	Prazo	Indexador
PCH Salto Góes	Santa Catarina	mar-13	20,0	11,1	Leilão	151,43	jan-11	30 anos	IPCA
Parques Eólicos Macacos I	Rio Grande do Norte	set-13	78,2	37,1	Leilão	137,25	jan-11	20 anos	IPCA
TOTAL			98,2	48,2					

Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

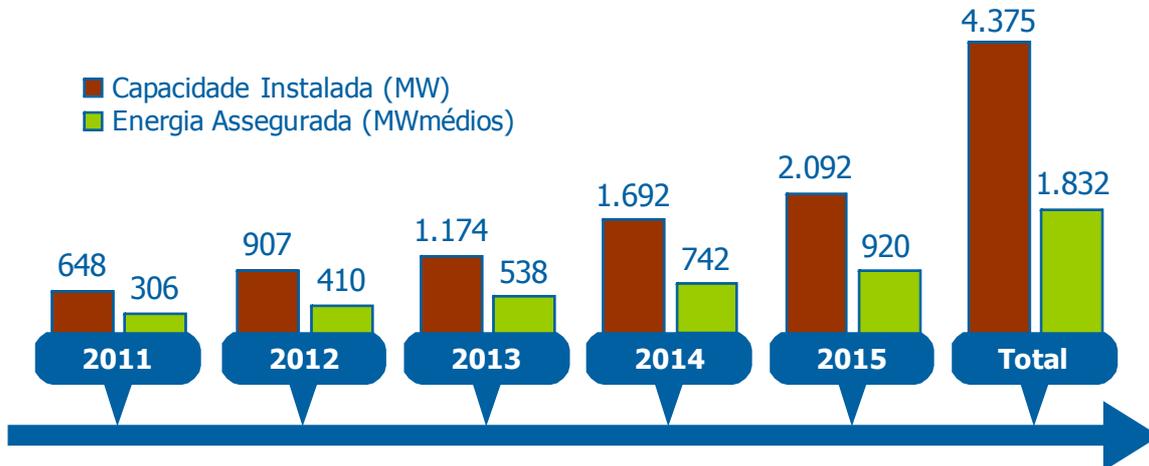
Endividamento

ENDIVIDAMENTO - 31/12/2010			
EMPREENDIMENTOS	Saldo (R\$ mil)	Remuneração Anual	Condições de Amortização
SPE Alto Irani	53.958	CDI + 0,40% a.a. (pagamentos semestrais)	Parcelas anuais (de dez/10 até dez/14)
SPE Plano Alto	40.325		
SUB-TOTAL	94.283		
SPE Anoredo	45.977	TJLP + 1,95% a.a.	168 parcelas mensais a partir de dezembro de 2010
SPE Barra da Paciência	73.769		168 parcelas mensais a partir de junho de 2011
SPE Cocais Grande	33.850		168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009
SPE Corrente Grande	52.534		168 parcelas mensais a partir de junho de 2011
SPE Ninho da Águia	34.465		168 parcelas mensais a partir de junho de 2011
SPE Paiol	80.244		168 parcelas mensais a partir de novembro de 2010
SPE São Gonçalo	44.458		168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2011
SPE Varginha	27.831		168 parcelas mensais a partir de junho de 2011
SPE Várzea Alegre	25.965		168 parcelas mensais a partir de junho de 2011
SUB-TOTAL	419.093		
TOTAL	513.376		

Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

10.3.5) Visão Geral da CPFL Renováveis (Após a Conclusão da Operação)

- Evolução Estimada da Capacidade Instalada e Energia Assegurada/Garantia Física da CPFL Renováveis:



Nota: Considera a revisão pela Aneel, em 20 de abril de 2011, da energia assegurada da PCH Varginha (de 4,4 para 5,39 MWmédios).

Fonte: ERSA – RI. Valores preliminares. Sujeito às aprovações dos órgãos competentes.

11) ANEXOS

11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
ATIVO	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2010
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalente de Caixa	1.967.201	1.562.897	1.690.295
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.854.718	1.816.073	1.796.811
Títulos e Valores Mobiliários	42.929	42.533	39.615
Tributos a Compensar	198.106	193.020	174.612
Derivativos	189	244	9.839
Estoques	29.176	24.856	16.735
Arrendamentos	4.807	4.754	3.189
Outros Créditos	391.979	253.812	186.894
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	4.489.104	3.898.190	3.917.990
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	194.227	195.738	211.301
Depósitos Judiciais	938.884	890.685	828.241
Títulos e Valores Mobiliários	64.437	72.823	75.394
Tributos a Compensar	146.092	138.966	112.504
Derivativos	8	82	100
Créditos Fiscais Diferidos	1.109.579	1.183.460	1.203.285
Arrendamentos	25.577	26.315	22.688
Ativo Financeiro da Concessão	1.016.709	934.646	705.573
Entidade de Previdência Privada	5.800	5.800	10.417
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.534
Outros Créditos	245.617	222.100	239.573
Imobilizado	5.929.223	5.786.465	5.304.625
Intangível	6.559.794	6.584.874	6.106.339
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.352.602	16.158.607	14.936.574
TOTAL DO ATIVO	20.841.707	20.056.797	18.854.564

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2010
PASSIVO			
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.100.624	1.047.385	995.395
Encargos de Dívidas	86.718	40.516	85.761
Encargos de Debêntures	120.233	118.066	74.838
Empréstimos e Financiamentos	945.642	578.867	1.339.914
Debêntures	1.362.464	1.509.958	499.831
Entidade de Previdência Privada	38.438	40.103	41.954
Taxas Regulamentares	128.712	123.541	100.640
Impostos, Taxas e Contribuições	522.544	455.248	534.505
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	23.792	23.813	22.284
Obrigações Estimadas	68.434	58.688	50.546
Derivativos	38.450	3.982	-
Uso do Bem Público	17.438	17.287	16.051
Outras Contas a Pagar	496.032	410.869	355.025
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	4.949.522	4.428.322	4.116.744
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	-	-	31.992
Encargos de Dívidas	24.594	29.155	14.424
Empréstimos e Financiamentos	4.839.164	4.917.843	3.175.181
Debêntures	2.158.934	2.212.314	2.551.198
Entidade de Previdência Privada	530.089	570.877	682.500
Impostos, Taxas e Contribuições	773	960	1.476
Débitos Fiscais Diferidos	277.359	277.767	279.429
Provisão para Contingências	300.516	291.265	310.281
Derivativos	571	7.883	10.767
Uso do Bem Público	426.224	429.632	411.020
Outras Contas a Pagar	102.020	141.124	232.403
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	8.660.246	8.878.819	7.700.671
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.741.175
Reserva de Capital	16	16	16
Reserva de Lucro	418.665	418.665	341.751
Dividendo Adicional Proposto	486.040	486.040	655.017
Reserva de Avaliação Patrimonial	805.591	795.563	772.048
Lucros (Prejuízos) Acumulados	466.309	-	255.192
	6.970.046	6.493.708	6.765.199
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	261.893	255.948	271.950
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.231.939	6.749.656	7.037.149
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	20.841.707	20.056.797	18.854.564

11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T11	1T10	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.941.808	3.559.069	10,75%
Suprimento de Energia Elétrica	276.357	229.937	20,19%
Receita com construção de infraestrutura	213.602	150.444	41,98%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	77.997	311.331	-74,95%
	4.509.764	4.250.781	6,09%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.486.980)	(1.372.056)	8,38%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.022.784	2.878.725	5,00%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Venda	(1.114.736)	(1.126.833)	-1,07%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(303.926)	(280.475)	8,36%
	(1.418.661)	(1.407.308)	0,81%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(152.040)	(147.235)	3,26%
Material	(18.035)	(16.957)	6,35%
Serviços de Terceiros	(121.063)	(98.877)	22,44%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(79.407)	(76.248)	4,14%
Custos com construção de infraestrutura	(213.602)	(150.444)	41,98%
Entidade de Previdência Privada	22.351	21.802	2,52%
Depreciação e Amortização	(142.158)	(117.119)	21,38%
Amortização do Intangível da Concessão	(46.013)	(44.688)	2,97%
	(749.966)	(629.766)	19,09%
EBITDA	1.019.976	981.656	3,90%
RESULTADO DO SERVIÇO	854.156	841.651	1,49%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	125.914	100.427	25,38%
Despesas	(257.020)	(182.434)	40,88%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(131.106)	(82.007)	59,87%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	723.050	759.644	-4,82%
Contribuição Social	(68.792)	(72.542)	-5,17%
Imposto de Renda	(188.383)	(199.239)	-5,45%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	465.875	487.863	-4,51%
Participação de Acionistas Não Controladores	-	-	-
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	465.875	487.863	-4,51%

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".

11.4) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado			
	1T11	1T10	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,00%
Suprimento de Energia Elétrica	364.360	259.844	40,22%
Outras Receitas Operacionais	695	2.585	-73,10%
	365.055	262.429	39,11%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(22.430)	(14.105)	59,02%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	342.625	248.324	37,98%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(10.162)	(8.556)	18,77%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(15.067)	(10.566)	42,60%
	(25.229)	(19.122)	31,94%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(10.670)	(8.245)	29,41%
Material	(752)	(673)	11,73%
Serviços de Terceiros	(9.249)	(6.008)	53,95%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(16.991)	(19.577)	-13,21%
Entidade de Previdência Privada	621	299	-
Depreciação e Amortização	(54.210)	(38.639)	40,30%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.834)	(4.407)	9,70%
	(96.087)	(77.250)	24,38%
EBITDA	279.733	194.699	43,67%
RESULTADO DO SERVIÇO	221.309	151.952	45,64%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	20.124	7.653	162,96%
Despesas	(114.387)	(69.057)	65,64%
Juros Sobre o Capital Próprio			-
	(94.263)	(61.404)	53,51%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	127.046	90.548	40,31%
Contribuição Social	(10.871)	(8.710)	24,81%
Imposto de Renda	(29.500)	(23.969)	23,07%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	86.676	57.869	49,78%
Participação de Acionistas Não Controladores	-	-	0,00%
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	86.676	57.869	49,78%

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



Consolidado			
	1T11	1T10	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.438.389	1.834.206	87,46%
Suprimento de Energia Elétrica	32.647	16.681	95,72%
Receita com construção de infraestrutura	213.602	150.444	41,98%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	378.007	1.875.137	-79,84%
	4.062.645	3.876.468	4,80%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.443.802)	(1.340.732)	7,69%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.618.844	2.535.736	3,28%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.144.497)	(1.129.666)	1,31%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(289.514)	(271.712)	6,55%
	(1.434.010)	(1.401.378)	2,33%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(127.097)	(127.158)	-0,05%
Material	(15.224)	(13.846)	9,95%
Serviços de Terceiros	(109.220)	(87.287)	25,13%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(65.277)	(59.495)	9,72%
Custos com construção de infraestrutura	(213.602)	(150.444)	41,98%
Entidade de Previdência Privada	21.731	21.503	1,06%
Depreciação e Amortização	(86.450)	(77.418)	11,67%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.881)	(4.919)	-0,76%
	(600.019)	(499.064)	20,23%
EBITDA	654.415	696.128	-5,99%
RESULTADO DO SERVIÇO	584.814	635.294	-7,95%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	92.434	73.677	25,46%
Despesas	(123.208)	(92.322)	33,45%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(30.774)	(18.645)	65,05%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	554.040	616.649	-10,15%
Contribuição Social	(50.471)	(55.933)	-9,76%
Imposto de Renda	(138.567)	(153.521)	-9,74%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	365.002	407.195	-10,36%
Participação de Acionistas Não Controladores	-	-	-
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	365.002	407.195	-10,36%

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".

11.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	1.997.175	1.996.595	0,0%
Receita Operacional Líquida	1.278.872	1.309.525	-2,3%
Custo com Energia Elétrica	(721.958)	(700.470)	3,1%
Custos e Despesas Operacionais	(284.004)	(245.788)	15,5%
Resultado do Serviço	272.911	363.267	-24,9%
EBITDA	297.761	381.311	-21,9%
Resultado Financeiro	(6.501)	(5.071)	28,2%
Lucro antes da Tributação	266.410	358.196	-25,6%
LUCRO LÍQUIDO	175.528	236.657	-25,8%
CPFL PIRATININGA			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	1.036.261	910.582	13,8%
Receita Operacional Líquida	666.475	589.819	13,0%
Custo com Energia Elétrica	(325.356)	(322.047)	1,0%
Custos e Despesas Operacionais	(155.317)	(113.642)	36,7%
Resultado do Serviço	185.802	154.130	20,5%
EBITDA	199.204	165.943	20,0%
Resultado Financeiro	(8.591)	(4.597)	86,9%
Lucro antes da Tributação	177.211	149.533	18,5%
LUCRO LÍQUIDO	116.880	98.873	18,2%
RGE			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	811.836	778.276	4,3%
Receita Operacional Líquida	527.625	508.417	3,8%
Custo com Energia Elétrica	(311.550)	(307.302)	1,4%
Custos e Despesas Operacionais	(118.167)	(110.239)	7,2%
Resultado do Serviço	97.908	90.876	7,7%
EBITDA	124.381	117.558	5,8%
Resultado Financeiro	(14.706)	(9.364)	57,0%
Lucro antes da Tributação	83.202	81.512	2,1%
LUCRO LÍQUIDO	54.825	53.454	2,6%
CPFL SANTA CRUZ			
	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	89.058	79.721	11,7%
Receita Operacional Líquida	60.120	54.703	9,9%
Custo com Energia Elétrica	(31.686)	(29.962)	5,8%
Custos e Despesas Operacionais	(18.138)	(15.183)	19,5%
Resultado do Serviço	10.295	9.558	7,7%
EBITDA	12.429	11.479	8,3%
Resultado Financeiro	(594)	142	-518,7%
Lucro antes da Tributação	9.701	9.700	0,0%
LUCRO LÍQUIDO	6.366	6.303	1,0%

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)
CPFL LESTE PAULISTA

	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	29.405	26.726	10,0%
Receita Operacional Líquida	20.597	18.210	13,1%
Custo com Energia Elétrica	(8.500)	(8.475)	0,3%
Custos e Despesas Operacionais	(7.107)	(4.622)	53,8%
Resultado do Serviço	4.990	5.113	-2,4%
EBITDA	5.986	6.008	-0,4%
Resultado Financeiro	(552)	(170)	225,0%
Lucro antes da Tributação	4.437	4.943	-10,2%
LUCRO LÍQUIDO	2.881	3.273	-12,0%

CPFL SUL PAULISTA

	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	42.243	34.919	21,0%
Receita Operacional Líquida	28.959	23.393	23,8%
Custo com Energia Elétrica	(14.349)	(13.742)	4,4%
Custos e Despesas Operacionais	(8.447)	(4.163)	102,9%
Resultado do Serviço	6.163	5.488	12,3%
EBITDA	6.925	6.143	12,7%
Resultado Financeiro	6	179	-96,5%
Lucro antes da Tributação	6.169	5.667	8,9%
LUCRO LÍQUIDO	3.965	3.749	5,8%

CPFL JAGUARI

	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	37.507	33.002	13,7%
Receita Operacional Líquida	24.041	21.336	12,7%
Custo com Energia Elétrica	(14.591)	(13.501)	8,1%
Custos e Despesas Operacionais	(4.623)	(3.904)	18,4%
Resultado do Serviço	4.827	3.931	22,8%
EBITDA	5.366	4.399	22,0%
Resultado Financeiro	117	158	-26,2%
Lucro antes da Tributação	4.943	4.089	20,9%
LUCRO LÍQUIDO	3.264	2.874	13,6%

CPFL MOCOCA

	1T11	1T10	Var.
Receita Operacional Bruta	21.923	19.646	11,6%
Receita Operacional Líquida	14.672	13.253	10,7%
Custo com Energia Elétrica	(8.425)	(7.488)	12,5%
Custos e Despesas Operacionais	(4.327)	(2.834)	52,7%
Resultado do Serviço	1.919	2.931	-34,5%
EBITDA	2.364	3.287	-28,1%
Resultado Financeiro	48	78	-38,8%
Lucro antes da Tributação	1.967	3.009	-34,6%
LUCRO LÍQUIDO	1.293	2.012	-35,8%

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

CPFL Paulista			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	1.913	1.810	5,7%
Industrial	1.173	1.351	-13,2%
Comercial	1.208	1.133	6,6%
Outros	888	846	4,9%
Total	5.183	5.142	0,8%

CPFL Piratininga			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	883	833	6,0%
Industrial	703	709	-0,8%
Comercial	488	475	2,8%
Outros	250	234	6,4%
Total	2.324	2.251	3,2%

RGE			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	501	489	2,3%
Industrial	526	594	-11,5%
Comercial	321	306	4,9%
Outros	584	520	12,2%
Total	1.931	1.910	1,1%

CPFL Santa Cruz			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	75	72	4,1%
Industrial	42	40	6,7%
Comercial	40	38	6,6%
Outros	73	70	5,3%
Total	232	220	5,4%

CPFL Jaguarí			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	19	18	5,5%
Industrial	69	68	0,9%
Comercial	10	9	10,8%
Outros	9	9	5,4%
Total	107	104	3,0%

CPFL Mococa			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	16	15	8,7%
Industrial	15	16	-1,8%
Comercial	7	7	9,4%
Outros	13	13	-2,4%
Total	52	51	2,7%

CPFL Leste Paulista			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	22	20	11,8%
Industrial	7	18	-60,0%
Comercial	10	9	7,8%
Outros	21	21	1,9%
Total	60	67	-11,1%

CPFL Sul Paulista			
	1T11	1T10	Var.
Residencial	31	27	12,1%
Industrial	29	35	-17,9%
Comercial	13	12	7,8%
Outros	22	22	-0,5%
Total	95	97	-2,2%