

São Paulo, 28 de março de 2011 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T10/2010**. 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 4T09/2009, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 362 MILHÕES NO 4T10

Indicadores (R\$ Milhões)	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh - Efeito CAT 97	13.338	12.884	3,5%	52.378	48.799	7,3%
Mercado Cativo	9.869	9.871	-0,02%	39.250	37.821	3,8%
TUSD	3.469	3.012	15,2%	13.128	10.978	19,6%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	3.415	3.479	-1,9%	13.000	13.269	-2,0%
Receita Operacional Bruta	4.592	4.374	5,0%	17.557	16.474	6,6%
Receita Operacional Líquida	3.179	2.998	6,0%	12.024	11.358	5,9%
EBITDA	812	947	-14,3%	3.350	3.453	-3,0%
Lucro Líquido	362	544	-33,5%	1.560	1.689	-7,6%
Investimentos	524	467	12,2%	1.801	1.338	34,6%

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

DESTAQUES 4T10

- Crescimento de 3,5% nas vendas na área de concessão; desconsiderando o efeito da CAT97, as vendas teriam crescido 5,4%;
- Divulgação dos Reajustes Tarifários Anuais para a CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa (vigentes a partir de 3 de fevereiro de 2011);
- Entrada em operação comercial da UTE Termonordeste em dezembro de 2010 e da UTE Termoparaíba em janeiro de 2011, totalizando 174,2 MW de potência instalada;
- Anúncio da construção dos Parques Eólicos Campos dos Ventos I, III, IV e V e Eurus V, com potência instalada de 150 MW, para comercialização no mercado livre;
- Distribuição de R\$ 1.260 milhões em dividendos, referentes a 2010, com *dividend yield* de 6,9% (últimos 12 meses);
- Grupamento e desdobramento simultâneos das ações ordinárias da CPFL Energia e alteração da relação de troca ONs:ADRs, com o início da negociação estimado para julho de 2011;
- Valorização de 25,7% das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA e de 33,7% na NYSE em 2010, superando os principais índices do mercado;
- Manutenção das ações da CPFL Energia na carteira do ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo 6º ano consecutivo.

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

- Terça-feira, 29 de março de 2011 – 10h30 (Brasília), 09h30 (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) ADOÇÃO DOS NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS	6
2.1) Procedimentos adotados pela Companhia e ajustes realizados	6
2.2) Impactos no Demonstrativo de Resultados	10
3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	11
3.1) Receita Operacional	11
3.2) Custo com Energia Elétrica	11
3.3) Custos e Despesas Operacionais	12
3.4) EBITDA	13
3.5) Resultado Financeiro	13
3.6) Tributação sobre o Resultado	14
3.7) Lucro Líquido	14
4) ENDIVIDAMENTO	14
4.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	14
4.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	16
4.3) Dívida Líquida Ajustada ⁽¹⁾	17
4.4) Novas Captações	18
5) INVESTIMENTOS	18
6) FLUXO DE CAIXA	19
7) DIVIDENDOS	20
8) MERCADO DE CAPITALIS	21
8.1) Desempenho das Ações	21
8.2) Volume Médio Diário	22
8.3) <i>Ratings</i>	22
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA	23
9.1) Certificação	23
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA	24
10.1) Grupamento/Desdobramento e Alteração da Relação de Troca dos ADRs	24
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	25
11.1) Segmento de Distribuição	25
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	25
11.1.2) Reajuste Tarifário	27
11.2) Segmento de Comercialização e Serviços	28
11.3) Segmento de Geração	29
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	29
11.3.2) Status dos Projetos de Geração	30
11.3.3) Evolução da Potência Instalada e da Energia Assegurada	32

12) ANEXOS	33
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	33
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	34
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (4T10 x 4T09).....	35
12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (2010 x 2009)	36
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado	37
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	38
12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	39
12.8) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	41

1) VENDAS DE ENERGIA

1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 4T10, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.338 GWh, um aumento de 5,4%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Mercado Cativo	9.869	9.871	-0,02%	39.250	37.821	3,8%
TUSD	3.469	2.781	24,7%	12.794	10.747	19,0%
Total	13.338	12.652	5,4%	52.044	48.568	7,2%

As vendas para o mercado cativo totalizaram 9.869 GWh, estável quando comparado ao 4T09.

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 3.469 GWh, um aumento de 24,7%, 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)						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Mercado Cativo	9.869	9.871	-0,02%	39.250	37.821	3,8%
TUSD	3.469	3.012	15,2%	13.128	10.978	19,6%
Total	13.338	12.884	3,5%	52.378	48.799	7,3%

Cabe destacar que o 4T09 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 4T09, a quantidade de energia transportada (TUSD) teria crescido **15,2%** no 4T10 e teríamos um percentual menor de crescimento nas vendas na área de concessão (**3,5%**).

1.1.1) Vendas no Mercado Cativo

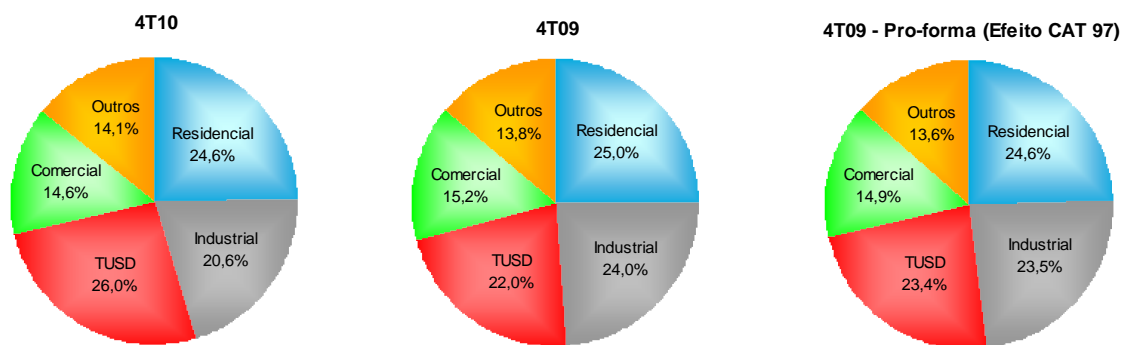
Mercado Cativo - GWh						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	3.286	3.165	3,8%	12.983	12.346	5,2%
Industrial	2.754	3.032	-9,2%	11.393	11.334	0,5%
Comercial	1.945	1.925	1,1%	7.587	7.215	5,2%
Outros	1.884	1.749	7,7%	7.287	6.926	5,2%
Total	9.869	9.871	-0,02%	39.250	37.821	3,8%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.8.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 53,0% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 3,8% e 1,1%, 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. Mas cabe ressaltar que, no 4T10, estas classes apresentaram crescimentos percentuais menores quando comparados aos trimestres anteriores, o que se deve principalmente (i) à base de comparação mais elevada do 4T09 e (ii) às temperaturas mais baixas que no 4T09 (especialmente em dezembro de 2010).
- **Classe industrial:** redução de 9,2%, 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						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
CPFL Paulista	1.774	1.343	32,0%	6.339	5.290	19,8%
CPFL Piratininga	1.339	1.161	15,4%	5.183	4.465	16,1%
RGE	309	233	32,9%	1.111	830	33,9%
CPFL Santa Cruz	5	5	-4,0%	19	22	-15,5%
CPFL Jaguari	16	21	-24,2%	68	76	-10,8%
CPFL Mococa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	1	-	0,0%	1	-	0,0%
CPFL Sul Paulista	25	17	42,2%	73	64	14,0%
Total	3.469	2.781	24,7%	12.794	10.747	19,0%

TUSD por Distribuidora - GWh - Pro-forma (Efeito CAT 97)						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
CPFL Paulista	1.774	1.499	18,3%	6.567	5.446	20,6%
CPFL Piratininga	1.339	1.237	8,3%	5.277	4.541	16,2%
RGE	309	233	32,9%	1.111	830	33,9%
CPFL Santa Cruz	5	5	-4,0%	19	22	-15,5%
Outras 4 Distribuidoras (*)	42	39	7,9%	154	140	10,3%
Total	3.469	3.012	15,2%	13.128	10.978	19,6%

(*) 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						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Total	3.415	3.479	-1,9%	13.000	13.269	-2,0%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera Furnas (Semesa) e demais vendas da geração para fora do grupo.

As vendas de comercialização e geração totalizaram 3.415 GWh, uma redução de 1,9%, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo da comercialização, vigentes em 2009. Já as vendas para clientes livres, tiveram alta, decorrente do aumento do número de clientes em carteira neste ano (de 74 para 129).

2) ADOÇÃO DOS NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS

Em 2010, a CPFL Energia e suas controladas passaram a adotar os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Por este motivo, os demonstrativos e saldos relativos a 2009 (anteriormente divulgados) foram ajustados para refletir as alterações decorrentes da adoção dos novos procedimentos, permitindo a comparabilidade dos períodos apresentados.

Serão apresentadas a seguir as informações financeiras e análises no atual padrão contábil (IFRS).

Adicionalmente, com o objetivo de facilitar a análise do desempenho econômico e financeiro da Companhia, será também apresentada uma versão “pro forma” das demonstrações financeiras no padrão adotado anteriormente (BRGAAP Padrão Anterior).

2.1) Procedimentos adotados pela Companhia e ajustes realizados

- **Plano de pensão – benefício a empregados:** registro dos planos de pensão do tipo benefício definido. Dada a impraticabilidade da aplicação retroativa, a Companhia reconheceu todos os ganhos e perdas atuariais passados em 1º de janeiro de 2009, em contrapartida à conta de prejuízo acumulado. Tal ajuste corresponde ao registro da perda atuarial acumulada existente na data de transição, de acordo com o CPC 37, para todos os planos de benefício definido das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE. Em 31 de dezembro de 2010, o patrimônio líquido foi impactado negativamente em R\$ 195 milhões, líquido de impostos.
- **Reversão de ativos e passivos regulatórios:** As concessionárias de energia elétrica possuíam, até 31 de dezembro de 2008, saldos de ativos regulatórios referentes a pagamentos antecipados efetuados pela concessionária relativos ao aumento dos custos de aquisição de energia elétrica e de gastos com encargos do sistema, dentre outros, que foram recebidos através do aumento da tarifa concedida pelo órgão regulador nos exercícios seguintes. Possuíam também saldos de passivos regulatórios relativos à redução desses custos não gerenciáveis que deveria ser devolvido aos consumidores através de redução subsequente na tarifa.

De acordo com as novas práticas, esses ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados, uma vez que não atendem à definição de ativos e passivos conforme previsto na Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis.

O ajuste registrado desta natureza refere-se à reversão dos saldos dos ativos e passivos

regulatórios nas controladas de distribuição, afetando principalmente as linhas de “custo de energia e encargos” (não registro de diferimento e amortização de CVA). A linha de “receita” também foi afetada, em função do não registro da amortização de ativos e passivos regulatórios.

Os impactos em Resultado foram positivos e equivalentes a R\$ 409 milhões em 2009 e R\$ 19 milhões em 2010. Em 31 de dezembro de 2010 o patrimônio líquido foi impactado positivamente em R\$ 15 milhões.

- **ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura:** Em conformidade com as práticas contábeis anteriores, toda a infraestrutura de concessão era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão. O ICPC 01 altera a forma de registro das concessões quando determinadas condições são atendidas.

Desta forma, a infraestrutura das concessionárias de distribuição foi segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que fossem registrados nas demonstrações financeiras: (i) um ativo intangível correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos; e (ii) um ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante à reversão dos ativos ao término da concessão.

Além da reclassificação do ativo imobilizado para ativo intangível e ativo financeiro, os principais ajustes e alterações na forma de apresentação que impactaram as demonstrações financeiras estão destacados a seguir:

- **Registro do ativo financeiro a valor de justo:** O valor do ativo financeiro da concessão foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. Este ativo financeiro é atualizado periodicamente de modo que o montante corresponda ao seu respectivo valor justo, tendo como contrapartida a conta de reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido. Em 31 de dezembro de 2010, o montante total do ajuste a valor de mercado que afeta o patrimônio líquido e que não é base para dividendo é de R\$ 186 milhões.

- **Recomposição do ativo intangível:** As controladas de distribuição, seguindo orientações do ICPC01 e OCPC05, aplicaram os conceitos de forma retroativa e reconstruíram a base contábil da infraestrutura, de modo que os custos utilizados para formação do ativo intangível e financeiro estejam em completa consonância com as disposições contidas nas normas contábeis internacionais. Em 31 de dezembro de 2010, o patrimônio líquido foi impactado positivamente em R\$ 18 milhões.

- **Receita e custo de construção:** Conforme previsto em norma, o ajuste nas linhas de “receita” e de “custo dos serviços prestados” (serviços de terceiros) corresponde ao registro da receita de prestação de serviços de construção dos ativos de distribuição realizados pelas concessionárias. Uma vez que não existe margens associadas a esses montantes, os valores registrados em “receita” e “custo” são iguais, não afetando o resultado operacional.

- **Custo atribuído:** o CPC 37 permite a opção pela mensuração de um ativo imobilizado pelo custo atribuído na data de transição, conforme Interpretação Técnica “ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43”. A Companhia optou por registrar ao valor de mercado, na data de transição, os ativos imobilizados das controladas CPFL Sul Centrais e CPFL Geração, considerando como custo atribuído o valor justo na data de transição. O ajuste nesta linha corresponde ao registro da mais valia

atribuída aos ativos reavaliados, realizado contra o patrimônio líquido. Em função disso, haverá um aumento na quota de depreciação destas controladas que, embora afete o resultado, não impacta o dividendo. Os impactos em Resultado foram equivalentes a um aumento da quota de depreciação de R\$ 26 milhões em 2009 e de R\$ 26 milhões em 2010. Em 31 de dezembro de 2010, o patrimônio líquido foi afetado positivamente em R\$ 610 milhões, que se tornarão base para pagamento de dividendos somente no futuro, na medida em que esta reserva seja realizada mediante depreciação.

- **Depreciação pelo prazo de concessão:** Os contratos de concessão da controlada Ceran e das controladas em conjunto Enercan, Baesa e Foz do Chapecó estão sob a égide do Decreto 2003 de 1996. Em função de todas as discussões jurídicas e possíveis conflitos existentes entre: (i) a redação da Lei de Concessões; (ii) as interpretações do próprio decreto; e (iii) a forma como os contratos de concessões foram redigidos, a Companhia conservadoramente procedeu aos ajustes nas respectivas taxas de depreciação, de modo que o ativo imobilizado relacionado ao projeto básico seja depreciado pela vida útil do bem, desde que limitada ao prazo de vencimento da concessão (aceleração da depreciação). Em 31 de dezembro de 2010, o impacto no patrimônio líquido foi um prejuízo acumulado de R\$ 31 milhões, líquido da participação de acionistas não-controladores (R\$ 7 milhões), reflexo dos aumentos de custo de depreciação de R\$ 18 milhões em 2009 e R\$ 20 milhões em 2010.
- **Uso do bem público (“UBP”):** A controlada Ceran e as controladas em conjunto Enercan, Baesa e Foz do Chapecó, quando da assinatura dos respectivos Contratos de Concessão, assumiram perante à União obrigações relativas à outorga da concessão, a título de “uso do bem público” (“UBP”). As obrigações são atualizadas anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M).
Até 31 de dezembro de 2008, as controladas registravam as despesas de outorga na demonstração do resultado (linha Deduções da Receita Operacional – Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE) – desde 2002 os pagamentos mensais de UBP passaram a fazer parte das quotas mensais de CDE), conforme vencimento contratual. De acordo com as novas práticas, os valores do passivo de UBP, descontados a valor presente de acordo com as taxas de captação de cada empreendimento, foram reconhecidos na data de assinatura do contrato, tendo como contrapartida um ativo intangível relacionado ao direito de explorar a concessão. Os impactos no resultado do exercício referem-se basicamente ao estorno dos pagamentos mensais adotados pela prática anterior da linha de CDE e o registro da amortização do ativo intangível e despesa financeira referente à atualização monetária do passivo de UBP. Em 31 de dezembro de 2010, o impacto no patrimônio líquido foi um prejuízo acumulado de R\$ 24 milhões.
- **Ajustes de consolidação:** O conceito de consolidação aplicado pelas práticas contábeis anteriormente adotadas difere dos conceitos previstos pelos CPCs 36 e 19 que estão fundamentados pelo critério de controle. De acordo com o CPC 36, controle é o poder de governar as políticas financeiras e operacionais da entidade de forma a obter benefício das suas atividades. O CPC 19, define que o controle em conjunto existe quando as decisões estratégicas e operacionais referentes à atividade requerem um consenso unânime das partes que detêm o controle compartilhado, permitindo então a consolidação proporcional das demonstrações financeiras da controlada.

A aplicação destes conceitos para os investimentos detidos pela Companhia resultou na alteração do critério de consolidação da controlada Ceran, que passou a ser consolidada de forma integral. O ajuste registrado nestas linhas refere-se aos saldos da diferença entre 100% e a participação detida nesta controlada (65%) que foram acrescidos linha a linha para fins de consolidação.

- **Outros:** A Companhia também procedeu outros ajustes para adequação às normas IFRS tais como a baixa do registro de deságio, registro de garantias e outros instrumentos

financeiros que juntos, impactaram o patrimônio líquido de 31 de dezembro de 2010 positivamente em R\$ 4 milhões.

- **Participação de acionistas não-controladores:** De acordo com as novas práticas contábeis, através do CPC 26, a partir de 1 de janeiro de 2009, a Companhia passou a classificar a participação de acionistas não-controladores como parte do resultado consolidado e como parte do patrimônio líquido nas demonstrações financeiras consolidadas.

Até 31 de dezembro de 2008, no balanço patrimonial consolidado, esse saldo era apresentado no passivo, sendo o ajuste nessa linha correspondente à reclassificação do passivo para o patrimônio líquido. Após a apuração do patrimônio líquido consolidado é realizada a apresentação segregando a parcela atribuída a Companhia da parcela correspondente aos direitos dos acionistas não controladores.

De modo análogo, pelas práticas contábeis anteriores, o lucro líquido apresentado já estava deduzido das participações de acionistas não-controladores. De acordo com as novas práticas, o lucro líquido é apresentado de forma consolidada de modo que a destinação da parcela atribuída à Companhia e a parcela correspondente aos direitos dos não-controladores é apresentada em separado.

Efeitos acumulados dos ajustes no Patrimônio Líquido em 31/12/2010 (R\$ milhões)	
Prejuízo Líquido na adoção das práticas internacionais	
Ajustes	
Plano de Pensão	(195)
Estorno dos ativos e passivos regulatórios	15
ICPC 01 - Recomposição do Ativo Intangível	18
Uso do bem público	(24)
Depreciação pelo prazo de concessão (ativos geração)	(31)
Outros	4
Total de Ajustes⁽¹⁾	(213)
Adições ao Patrimônio Líquido	
ICPC 01 - Registro do Ativo Financeiro a valor justo	186
Ativo Imobilizado - custo atribuído	610
Total de Adições	796

Nota: (1) Os efeitos acumulados dos ajustes no PL de 31/12/2009 correspondiam a -R\$ 234 milhões.

CPFL Energia - Patrimônio Líquido em 31/12/2010 (R\$ milhões)	
Consolidado	
Capital social	4.793
Reserva de capital	0
Reserva de lucro	419
Dividendo adicional proposto	486
Reserva de avaliação patrimonial	796
Lucro (prejuízo) acumulado	0
Subtotal	6.494
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	256
Total do Patrimônio Líquido	6.750

2.2) Impactos no Demonstrativo de Resultados

	2010	2009	Variação	
			R\$ MM	(%)
Receita Líquida				
Padrão anterior (BRGAAP) - proforma	10.962	10.566	396	3,7%
Ajustes				
Consolidação Ceran (+35%)	72	73		
Não-contabilização de Ativos e Passivos Regulatórios	(69)	91		
Receita de construção de infraestrutura	1.044	616		
Outros ajustes	16	12		
Total de Ajustes	1.063	792		
Padrão atual (IFRS) - oficial	12.024	11.358	666	5,9%

	2010	2009	Variação	
			R\$ MM	(%)
EBITDA				
Padrão anterior (BRGAAP) - proforma	3.232	2.765	467	16,9%
Ajustes				
Ajustes da Receita Líquida	1.063	792		
Consolidação Ceran (+35%) (Custos)	(12)	(14)		
Não-contabilização de Ativos e Passivos Regulatórios (Custo de Energia)	91	524		
Custo de construção de infraestrutura	(1.044)	(616)		
Outros ajustes	21	1		
Total de Ajustes	118	687		
Padrão atual (IFRS) - oficial	3.350	3.453	(102)	-3,0%

	2010	2009	Variação	
			R\$ MM	(%)
Lucro Líquido				
Padrão anterior (BRGAAP) - proforma	1.544	1.286	257	20,0%
Ajustes				
Ajustes do EBITDA	118	687		
Consolidação Ceran (+35%) (Depreciação, Resultado Financeiro e IR/CS)	(41)	(39)		
Não-contabilização de Ativos e Passivos Regulatórios (Resultado Financeiro e IR/CS)	(3)	(207)		
Depreciação Geração - custo atribuído ¹ (não afeta dividendo)	(26)	(26)		
Outros ajustes	(32)	(13)		
Total de Ajustes	16	402		
Padrão atual (IFRS) - oficial	1.560	1.689	(129)	-7,6%

Nota: (1) Aumento do custo por reavaliação de ativos, com contrapartida em "resultados abrangentes" (Patrimônio Líquido).

3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL Energia (R\$ Mil)										
	4T10				4T09				4T10 x 4T09	
	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Padrão atual (IFRS)
Receita Operacional Bruta	4.229.986	19.769	341.794	4.591.549	4.178.941	20.086	175.238	4.374.265	1,22%	4,97%
Receita Operacional Líquida	2.778.450	18.108	382.010	3.178.568	2.839.635	18.512	139.975	2.998.122	-2,15%	6,02%
Custo com Energia Elétrica	(1.571.236)	(1.489)	(67.205)	(1.639.930)	(1.735.191)	(990)	245.956	(1.490.225)	-9,45%	10,05%
Custos e Despesas Operacionais	(531.251)	(4.891)	(370.961)	(907.105)	(497.130)	(5.674)	(222.485)	(725.289)	6,86%	25,07%
Resultado do Serviço	675.963	11.728	(56.156)	631.533	607.314	11.848	163.446	782.608	11,30%	-19,30%
EBITDA	813.800	14.561	(16.726)	811.633	746.308	14.843	185.718	946.869	9,04%	-14,28%
Resultado Financeiro	(124.446)	(4.968)	14.702	(114.712)	(87.329)	(5.261)	1.041	(91.549)	42,50%	25,30%
Lucro Antes da Tributação	551.519	6.760	(41.456)	516.821	519.985	6.587	164.487	691.059	6,06%	-25,21%
LUCRO LÍQUIDO	381.713	4.843	(24.931)	361.623	425.125	4.287	114.579	543.990	-10,21%	-33,52%

	2010				2009				2010 x 2009	
	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Padrão atual (IFRS)
Receita Operacional Bruta	16.522.398	78.445	956.005	17.556.848	15.693.148	79.349	701.202	16.473.699	5,28%	6,58%
Receita Operacional Líquida	10.961.602	71.930	990.197	12.023.729	10.565.982	73.364	718.660	11.358.006	3,74%	5,86%
Custo com Energia Elétrica	(6.310.235)	(4.447)	92.192	(6.222.490)	(6.531.022)	(5.049)	521.562	(6.014.509)	-3,38%	3,46%
Custos e Despesas Operacionais	(1.915.654)	(18.815)	(1.127.455)	(3.061.924)	(1.833.641)	(20.177)	(706.996)	(2.560.814)	4,47%	19,57%
Resultado do Serviço	2.735.713	48.668	(45.066)	2.739.315	2.201.319	48.138	533.226	2.782.683	24,28%	-1,56%
EBITDA	3.232.371	59.680	58.428	3.350.479	2.765.429	59.332	627.929	3.452.690	16,88%	-2,96%
Resultado Financeiro	(360.396)	(21.485)	27.938	(353.943)	(316.795)	(17.249)	24.338	(309.706)	13,76%	14,28%
Lucro Antes da Tributação	2.375.317	27.183	(17.128)	2.385.372	1.884.524	30.889	557.564	2.472.977	26,04%	-3,54%
LUCRO LÍQUIDO	1.543.801	18.242	(2.006)	1.560.037	1.286.470	20.363	382.035	1.688.868	20,00%	-7,63%

3.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 4T10 atingiu R\$ 4.592 milhões, representando um aumento de 5,0% (R\$ 217 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.179 milhões no 4T10, representando um aumento de 6,0% (R\$ 180 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 líquida seria de R\$ 2.833 milhões, um crescimento de 1,4% (R\$ 40 milhões).

O aumento da receita operacional foi causado principalmente pelo aumento de 55,7% (R\$ 114 milhões) na receita de TUSD de clientes livres, devido ao reaquecimento da atividade industrial e à migração de clientes cativos para o mercado livre.

Esse aumento foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores:

- Forte impacto positivo na receita do 4T09, devido à presença de maiores componentes financeiros na tarifa, em função: (i) do repasse dos aumentos nos custos em 2008 (acionamento das usinas térmicas e aumento da taxa de câmbio); e (ii) a cobrança do reajuste tarifário extraordinário utilizado para compensar as perdas incorridas no racionamento de 2001 (término em 2009);
- Redução de 1,9% nas vendas de comercialização e geração, exclusive partes relacionadas, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo, vigentes em 2009, na comercialização.

Em 2010, a receita operacional bruta atingiu R\$ 17.557 milhões, representando um aumento de 6,6% (R\$ 1.083 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 12.024 milhões, representando um aumento de 5,9% (R\$ 666 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 10.980 milhões, um crescimento de 2,2% (R\$ 238 milhões).

3.2) 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\$ 1.640 milhões no 4T10,

representando um aumento de 10,0% (R\$ 150 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 4T10 foi de R\$ 1.327 milhões, o que representa um aumento de 7,3% (R\$ 90 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento de 6,1% (R\$ 84 milhões) no custo de energia comprada nos ambientes de contratação regulado e livre, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento de 7,6% (R\$ 75 milhões) no custo de energia comprada no ambiente de contratação regulado;
 - ✓ Aumento de custo referente à aquisição de energia efetuada pela Epasa no 4T10 (R\$ 31 milhões);
 - ✓ Aumento de custo referente à aquisição de energia efetuada pela Chapecoense no 4T10 (R\$ 10 milhões), devido ao atraso da entrada em operação comercial da usina, o que deslocou a entrada em operação das demais máquinas.
 - (ii) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 7 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 313 milhões no 4T10, aumento de 23,7% (R\$ 60 milhões), devido principalmente ao aumento dos encargos de serviço do sistema (ESS) (R\$ 53 milhões) .

3.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 907 milhões no 4T10, registrando um aumento de 25,1% (R\$ 182 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\$ 345 milhões no 4T10, registrando um aumento de R\$ 141 milhões. Esse valor é contabilizado na linha de “gastos com serviços de terceiros”, tendo sua contrapartida na linha de “receita de fornecimento de energia elétrica”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 382 milhões no 4T10, registrando um aumento de 7,2% (R\$ 25 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 11,6% (R\$ 16 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos:
 - ✓ Acordo Coletivo de 2010 (R\$ 7 milhões);
 - ✓ Expansão das atividades da CPFL Atende (R\$ 2 milhões) e CPFL Total (R\$ 1 milhão);
 - ✓ Redução nas despesas com pessoal no 4T09, devido a ajustes contábeis efetuados nas controladas RGE, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Jaguari (R\$ 2 milhões).
 - (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 6,5% (R\$ 1 milhão);
 - (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 41,9% (R\$ 43 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento na CPFL Paulista (R\$ 12 milhões), devido, entre outros fatores, aos seguintes efeitos: (i) gastos com manutenção de ativos (R\$ 2 milhões); (ii) gastos com incorporação de redes e inventário físico de ativos (R\$ 3 milhões); (iii) aumento das despesas com informática (R\$ 1 milhão); e (iv) aumento das despesas com telefonia (R\$ 1 milhão).
 - ✓ Aumento na CPFL Piratininga (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos gastos com o 3º ciclo de Revisão Tarifária e com a implantação do Manual de Contabilidade Pública

do Setor Elétrico;

- ✓ Aumento na RGE (R\$ 1 milhão), devido principalmente aos gastos com manutenção de ativos;
- ✓ Aumento na CPFL Geração, devido à entrada em operação, em 2010, da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Biomassa Baldin e Epasa (R\$ 1 milhão);
- ✓ Aumento na CPFL Brasil (R\$ 7 milhões), decorrente principalmente de: (i) maiores gastos com consultoria relacionados a novos negócios na CPFL Brasil (R\$ 5 milhões); e (iii) expansão das atividades da CPFL Total (R\$ 2 milhões);
- ✓ Expansão das atividades da CPFL Serviços (R\$ 7 milhões).

O aumento do PMSO foi parcialmente compensado pela redução de 36,1% (R\$ 35 milhões) nos outros custos/despesas operacionais, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- ✓ Aumento de despesa **não-recorrente no 4T09**, referente ao complemento de passivo de energia livre, conforme Resolução Aneel 387/2009 (R\$ 17 milhões);
 - ✓ Redução das despesas legais, judiciais e indenizações, principalmente na CPFL Paulista (R\$ 10 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 14,9% (R\$ 25 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento na CPFL Geração (R\$ 12 milhões), devido à entrada em operação, no 4T10, da UHE Foz do Chapecó (R\$ 6 milhões) e da aceleração da taxa de depreciação (limite: prazo de vencimento da concessão) (R\$ 4 milhões);
 - (ii) Aumentos na CPFL Paulista (R\$ 8 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões), devido ao início da amortização do novo sistema de faturamento.

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado pela Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 6 milhões no 4T09 e passou a representar uma receita de R\$ 15 milhões no 4T10, resultando em uma variação positiva de R\$ 9 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com a Deliberação CVM nº 371/00, conforme definido no Laudo Atuarial.

3.4) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o EBITDA do 4T10 foi de R\$ 812 milhões, registrando uma redução de 14,3% (R\$ 135 milhões).

Em 2010, o EBITDA foi de R\$ 3.350 milhões, representando uma redução de 3,0% (R\$ 102 milhões), basicamente em função do impacto de maiores componentes financeiros na receita de 2009, sem a respectiva contabilização em custos de energia e encargos, em função da aplicação do IFRS.

3.5) Resultado Financeiro

No 4T10, a despesa financeira líquida foi de R\$ 115 milhões, um aumento de 25,3% (R\$ 23 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 92 milhões registrada no 4T09.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 49,9% (R\$ 50 milhões), passando de R\$ 101 milhões no

4T09 para R\$ 151 milhões no 4T10, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Garantias (R\$ 41 milhões): variação referente à baixa da garantia prestada em percentual superior à participação da companhia, em empreendimento de geração. Esse montante foi parcialmente compensado pela baixa do ativo correspondente (despesa financeira de R\$ 26 milhões), gerando um impacto líquido no resultado financeiro de R\$ 14 milhões;
- ✓ Renda de aplicações financeiras.
- Despesas Financeiras: aumento de 38,2% (R\$ 74 milhões), passando de R\$ 192 milhões no 4T09 para R\$ 266 milhões no 4T10, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Uso do Bem Público (R\$ 13 milhões): basicamente em função da atualização financeira do passivo de UBP da UHE Foz do Chapecó, após seu início de operação comercial;
 - ✓ Garantias (R\$ 26 milhões): variação referente à baixa do ativo, conforme mencionado anteriormente;
 - ✓ Aumento dos encargos e atualizações de dívida, basicamente em função de aumento do saldo do endividamento e elevação do CDI.

3.6) Tributação sobre o Resultado

No 4T10, o imposto de renda e a contribuição social somaram R\$ 155 milhões, um aumento de R\$ 8 milhões em comparação ao valor registrado no 4T09. Esse aumento decorre principalmente do menor aproveitamento de créditos fiscais (R\$ 18 milhões no 4T10 comparados a R\$ 77 milhões no 4T09).

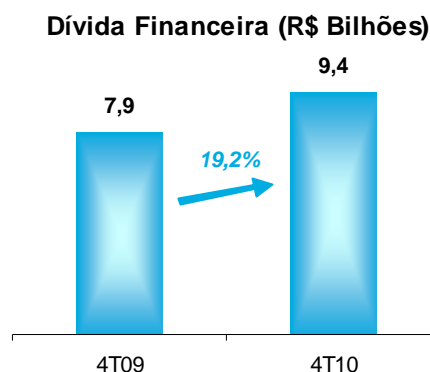
3.7) Lucro Líquido

O lucro líquido, no 4T10, foi de R\$ 362 milhões, redução de 33,50% (R\$ 182 milhões).

Em 2010, o lucro líquido foi de R\$ 1.560 milhões, representando uma redução de 7,6% (R\$ 129 milhões).

4) ENDIVIDAMENTO

4.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 9.418 milhões no 4T10,

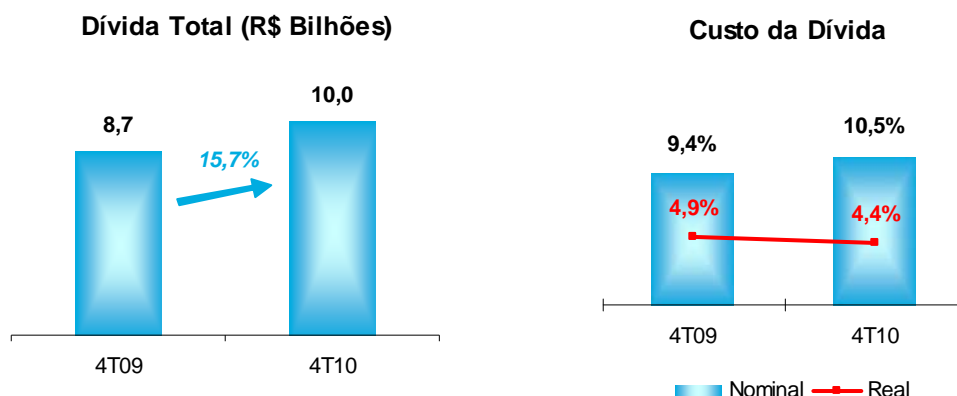
aumento de 19,2%. Os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira foram:

- CPFL Geração e Projetos de Geração: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 394 milhões, com destaque para:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Geração (3ª Emissão de R\$ 264 milhões), Epasa (1ª 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);
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES da CPFL Geração (R\$ 176 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 127 milhões) e CPFL Bioenergia (R\$ 30 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\$ 15 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (R\$ 230 milhões) e da Baesa (R\$ 7 milhões);
 - Amortização de empréstimo com o BID da Enercan (R\$ 54 milhões);
 - Amortização de empréstimo com Furnas da CPFL Geração (R\$ 47 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES da CPFL Geração, Baesa, Ceran e Enercan, totalizando R\$ 115 milhões.
- CPFL Energia, Distribuidoras do Grupo e CPFL Brasil: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 932 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 linhas de crédito rural pela RGE (R\$ 233 milhões), CPFL Paulista (R\$ 197 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 18 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 16 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 16 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 10 milhões), CPFL Mococa (R\$ 8 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 2 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 e da CPFL Brasil, totalizando R\$ 309 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\$ 166 milhões.

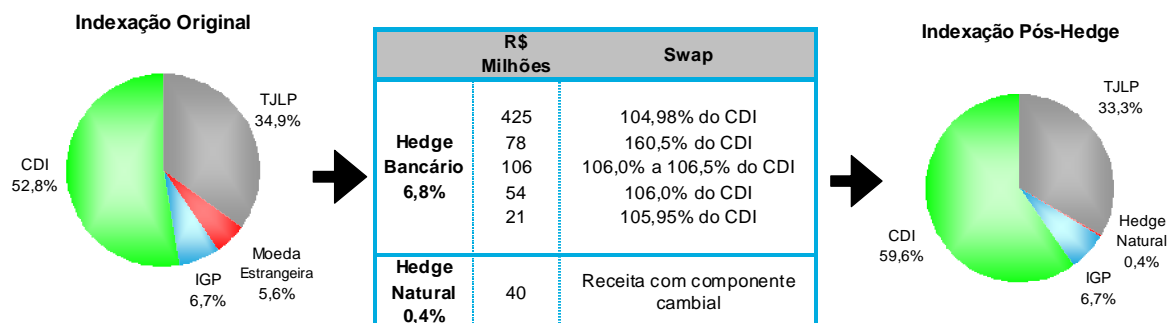
Dívida Financeira - 4T10 (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Moeda Nacional							
BNDES - Repotenciação	55	-	5.040	8.498	5.095	8.498	13.593
BNDES - Investimento	8.494	-	329.994	3.016.363	338.488	3.016.363	3.354.851
BNDES - Outros	1.028	-	72.123	146.414	73.151	146.414	219.565
Instituições Financeiras	29.932	20.345	144.624	1.255.312	174.556	1.275.657	1.450.213
Outros	578	-	23.336	34.488	23.914	34.488	58.402
Sub-Total	40.087	20.345	575.117	4.461.075	615.204	4.481.420	5.096.624
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras	432	8.799	3.750	456.778	4.182	465.577	469.759
Sub-Total	432	8.799	3.750	456.778	4.182	465.577	469.759
Debêntures							
CPFL Energia	15.529	-	-	450.000	15.529	450.000	465.529
CPFL Paulista	12.248	-	322.934	426.667	335.182	426.667	761.849
CPFL Piratininga	19.591	-	200.000	536.911	219.591	536.911	756.502
RGE	25.806	-	339.660	253.333	365.466	253.333	618.799
CPFL Leste Paulista	1.400	-	23.965	-	25.365	-	25.365
CPFL Sul Paulista	926	-	15.979	-	16.905	-	16.905
CPFL Jaguari	583	-	9.983	-	10.566	-	10.566
CPFL Brasil	9.545	-	164.728	-	174.273	-	174.273
CPFL Geração	31.448	-	424.266	263.137	455.714	263.137	718.851
EPASA	-	-	-	204.406	-	204.406	204.406
BAESA	651	-	5.734	27.237	6.385	27.237	33.622
ENERCAN	339	-	2.711	50.623	3.050	50.623	53.673
Sub-Total	118.066	-	1.509.960	2.212.314	1.628.026	2.212.314	3.840.340
Dívida Financeira	158.585	29.144	2.088.827	7.130.167	2.247.412	7.159.311	9.406.723
Hedge	-	-	-	-	3.737	7.801	11.538
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	2.251.149	7.167.112	9.418.261
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	23,9%	76,1%	100%

Ainda em relação à dívida financeira, é importante destacar que R\$ 7.167 milhões (76,1% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 2.251 milhões (23,9% do total) são considerados de curto prazo.

4.2) 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\$ 10.023 milhões no 4T10, aumento de 15,7%. O seu custo médio nominal passou de 9,4% a.a., no 4T09, para 10,5% a.a., no 4T10, em função do aumento do IGP-M (de -1,7% para 11,3%) (taxas acumuladas nos últimos 12 meses).

Perfil da Dívida – 4T10


Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 57,4%, no 4T09, para 59,6%, no 4T10) e à TJLP (de 32,0%, no 4T09, para 33,3%, no 4T10), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 9,5%, no 4T09, para 6,7%, no 4T10).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 5,6% e 34,9%, 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 – receita com componente cambial) e 33,3%, respectivamente.

4.3) Dívida Líquida Ajustada⁽¹⁾

R\$ Mil	4T10	4T09	Var.
Dívida Total	(10.023.442)	(8.661.598)	15,7%
(+) Disponibilidades	1.562.895	1.487.243	5,1%
(+) Depósito Judicial ⁽²⁾	483.355	450.319	7,3%
(=) Dívida Líquida Ajustada	(7.977.192)	(6.724.036)	18,6%

Nota: (1) Não considera a exclusão do ativo/(passivo) regulatório;
 (2) Referente ao imposto de renda da CPFL Paulista.

No 4T10, a dívida líquida ajustada atingiu R\$ 7.977 milhões, um aumento de 18,6% (R\$ 1.253 milhões).

A dívida líquida ajustada do 4T09, em BRGAAP, seria de R\$ 6.203 milhões, mas atinge R\$ 6.724 milhões devido ao impacto do IFRS (i) na dívida com entidade de previdência privada (R\$ 288 milhões) e (ii) com a consolidação de 100% da dívida de Ceran (R\$ 233 milhões).

A Companhia encerrou o 4T10 com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,38x. Se expurgarmos os saldos de dívidas de Foz do Chapecó Energia (UHE Foz do Chapecó), CPFL Bioenergia (UTE Baldin) e Epasa (UTES Termonordeste e Termoparaíba), que iniciaram recentemente operações e, portanto, não geraram 12 meses de EBITDA para o grupo, a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 1,96x.

4.4) Novas Captações

Em fevereiro de 2011, foram aprovadas as contratações de financiamentos para as sociedades controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari e CPFL Leste Paulista, com prestação de garantia pela CPFL Energia.

As linhas de crédito foram contratadas junto ao Banco do Brasil, no montante total de até R\$ 287,2 milhões, pelo prazo de 3 anos. Os montantes por distribuidora são os seguintes: (i) CPFL Paulista: até R\$ 158 milhões; (ii) RGE: até R\$ 65 milhões; (iii) CPFL Piratininga: até R\$ 20 milhões; (iv) CPFL Leste Paulista: até R\$ 18 milhões; (v) CPFL Sul Paulista: até R\$ 9,8 milhões; (vi) CPFL Santa Cruz: até R\$ 7,5 milhões; (vii) CPFL Jaguari: até R\$ 5,9 milhões; e (viii) CPFL Mococa: até R\$ 3 milhões.

5) INVESTIMENTOS

No 4T10, foram realizados investimentos de R\$ 524 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 327 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 187 milhões à geração e R\$ 10 milhões à comercialização e serviços de valor agregado (SVA).

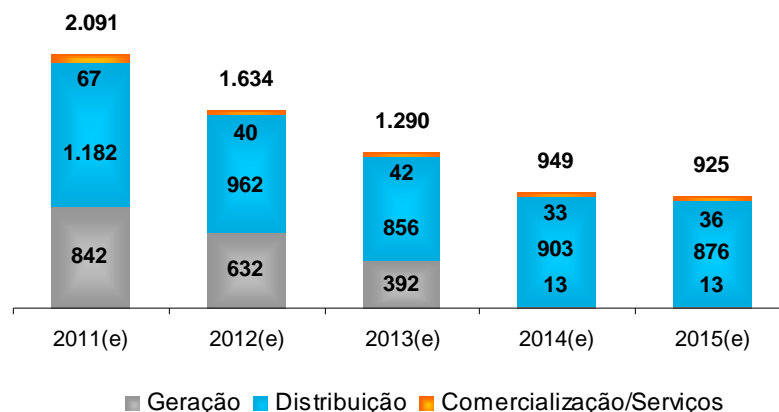
Em 2010, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.801 milhões de investimentos, um aumento de 34,6% (R\$ 463 milhões) em relação a 2009.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 4T10 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, UTE Baldin 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 Parque Eólico Santa Clara, empreendimentos em construção.

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

(R\$ milhões)



6) FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa Consolidado (R\$ mil)	
	2010
Saldo Inicial do Caixa	1.487.243
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	2.385.372
Depreciação e Amortização	691.793
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	613.946
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(705.366)
Encargos de Dívidas Pagos	(573.170)
Outros	(383.362)
	(356.159)
Total de Atividades Operacionais	2.029.213
Atividades de Investimentos	
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(1.800.540)
Outros	(1.347)
Total de Atividades de Investimentos	(1.801.887)
Atividades de Financiamento	
Captação de Empréstimos e Debêntures	2.571.002
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(1.280.290)
Dividendos Pagos	(1.440.094)
Outros	(2.292)
Total de Atividades de Financiamento	(151.674)
Geração de Caixa	75.652
Saldo Final do Caixa - 31/12/2010	1.562.895

O saldo final do caixa em 2010 atingiu R\$ 1.563 milhões, representando um aumento de 5,1% (R\$ 76 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\$ 2.029 milhões;
 - (ii) Captações de empréstimos e debêntures, que superou em R\$ 1.291 milhões as amortizações.
- Redução do saldo do caixa:
 - (i) Investimentos (soma das contas “Aquisições de Imobilizado” e “Adições de Intangível”), no montante de R\$ 1.801 milhões (detalhados no item 5, “Investimentos”);
 - (ii) Pagamento de dividendos referentes ao 2S09 e 1S10, no montante de R\$ 1.440 milhões.

7) DIVIDENDOS

	R\$ mil
Lucro Líquido do Exercício	1.560.037
Participação de acionistas não controladores	(21.756)
Lucro Líquido do Exercício - Controladora	1.538.281
Dividendos prescritos	6.406
Constituição de reserva legal	(76.914)
Realização do resultado abrangente	26.974
Prejuízo líquido na adoção do IFRS	(234.278)
Lucro Líquido base para destinação	1.260.469

A Administração propõe a distribuição de R\$ 1.260 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 2,619770369.

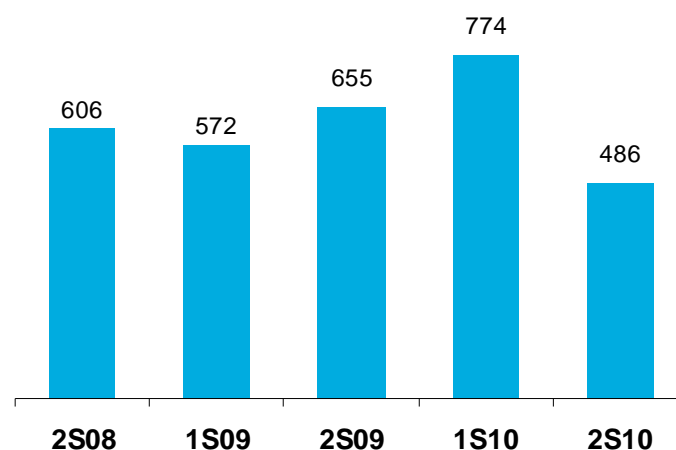
Descontando o montante de R\$ 774 milhões, referente ao 1S10 (pago em setembro de 2010), o valor a ser pago será de R\$ 486 milhões, equivalente a R\$ 1,010190770 por ação.

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.

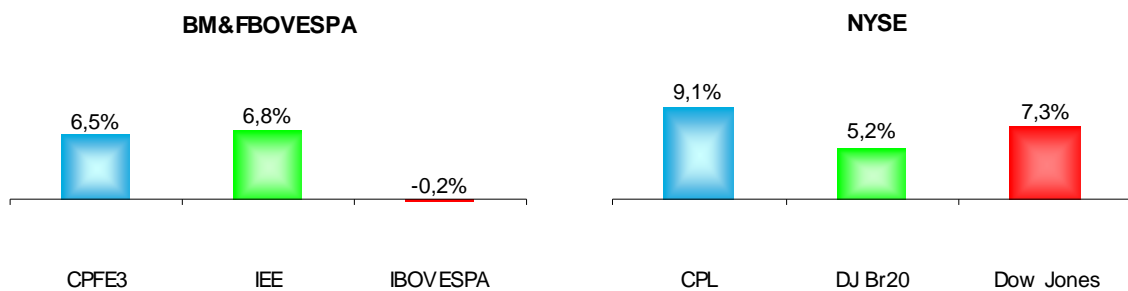
8) MERCADO DE CAPITAIS

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).

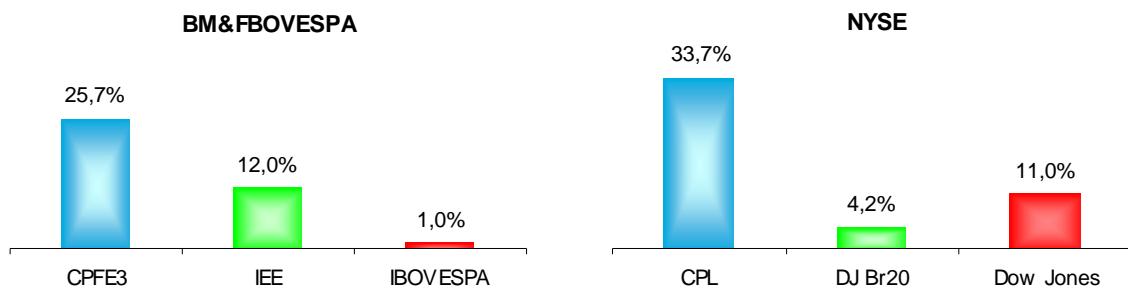
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 41,20 por ação e US\$ 76,81 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/12/2010 - com ajuste por proventos).

Desempenho das Ações – 4T10



No 4T10, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 6,5% na BM&FBOVESPA e de 9,1% na NYSE, superando os principais índices de mercado.

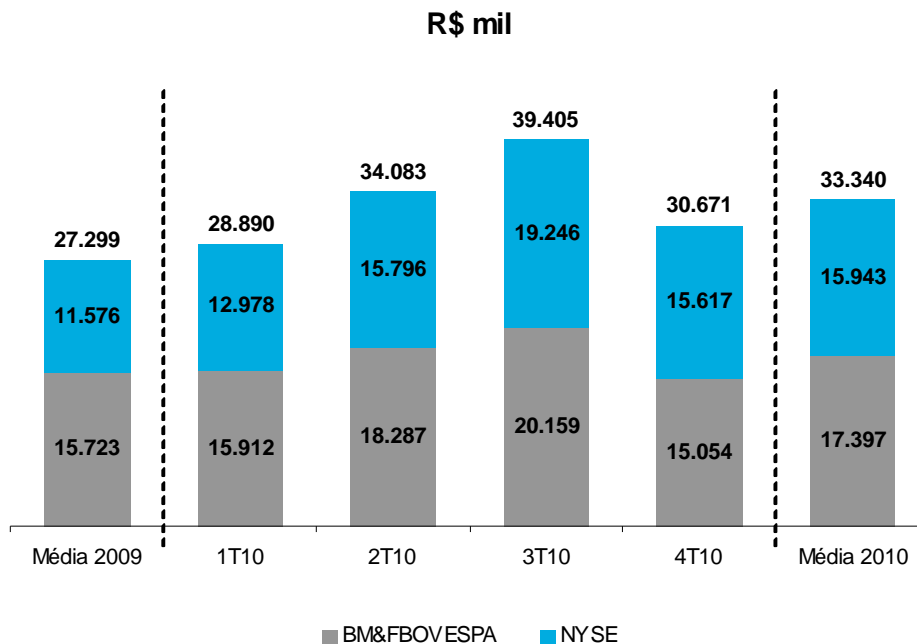
Desempenho das Ações – 2010



Em 2010, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 25,7% na BM&FBOVESPA e de 33,7% na NYSE, também superando os principais índices de mercado.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 2010 foi de R\$ 33,3 milhões, sendo R\$ 17,4 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 15,9 milhões na NYSE, representando um aumento de 22,1% em relação a 2009. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 3,0%, passando de uma média diária de 1.366 negócios, em 2009, para 1.406 negócios, em 2010.



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

8.3) Ratings

Em 8 de setembro de 2010, a *Fitch Ratings* elevou, de “AA(bra)” para “AA+(bra)”, o *Rating* Nacional de Longo Prazo da CPFL Energia e de sua controlada CPFL Paulista, alterando também a perspectiva de “positiva” para “estável”.

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	<i>Rating</i>	brAA+	brAA+	brAA+	brAA-	brA+	brA
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável	Estável	Positiva	Positiva
Fitch Ratings	<i>Rating</i>	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)	AA (bra)	A+ (bra)	A- (bra)
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Positiva	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

9) 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.

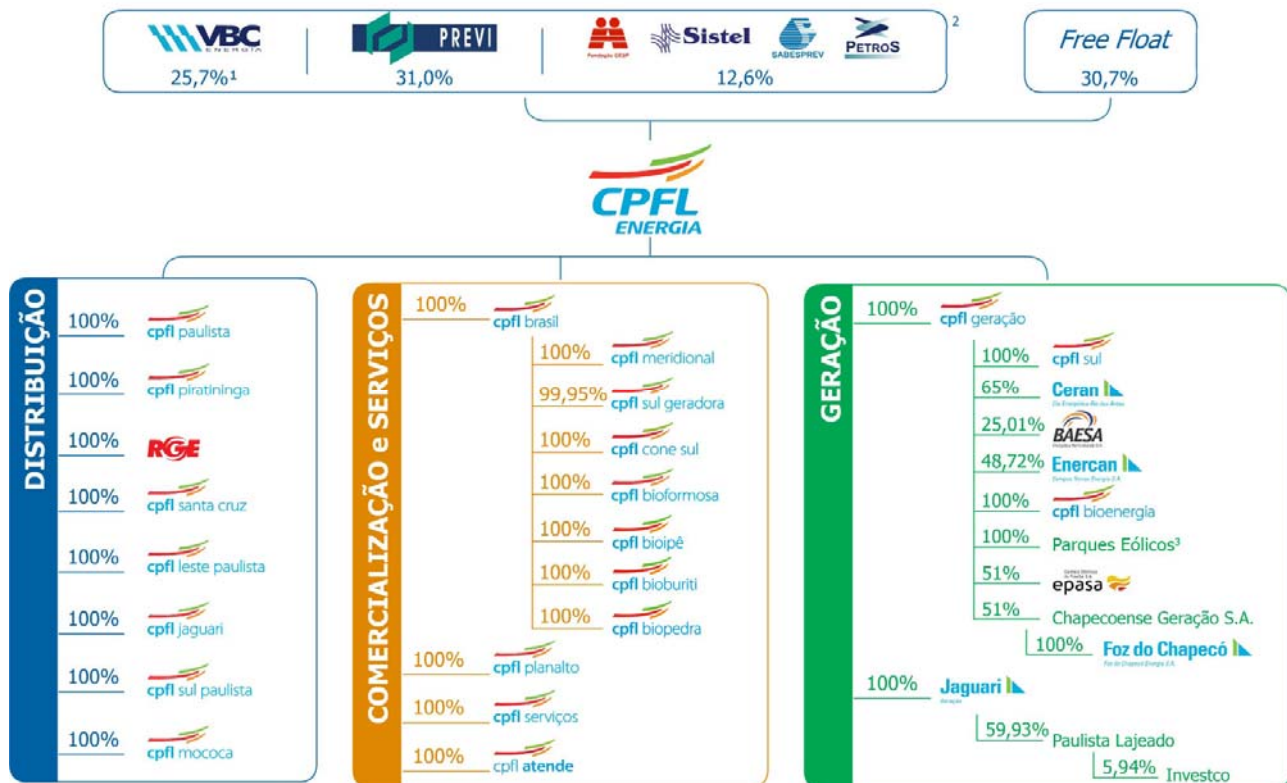
A Diretoria Executiva é formada por sete diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao Diretor Presidente cabe a indicação dos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

9.1) Certificação

Em 28 de fevereiro de 2011, o *Bureau Veritas Certification* certificou que o Sistema de Gerenciamento da Qualidade da Companhia foi avaliado e encontrado em conformidade com os requisitos da Norma ISO 9001:2008, no escopo Gestão de Riscos e Avaliação de Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras.

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

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 8 empresas: Santa Clara I, II, III, IV, V e VI, Eurus VI, Campo dos Ventos I, II, III, IV e V e Eurus V.

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

O Conselho de Administração da CPFL Energia, na reunião realizada em 23 de fevereiro de 2011, (i) deliberou submeter à aprovação em Assembleia Geral Extraordinária (a ser realizada em 28 de abril de 2011) o grupamento das ações ordinárias, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), e (ii) aprovou 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.

- **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 Estimado:**

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.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Mil)									
	Padrão Anterior (BRGAAP)			Padrão Atual (IFRS)					
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	3.784.089	3.757.039	0,7%	14.906.057	14.002.403	6,5%	15.863.617	14.703.605	7,9%
Receita Operacional Líquida	2.380.240	2.454.849	-3,0%	9.500.865	9.062.347	4,8%	10.475.200	9.769.203	7,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.505.207)	(1.663.288)	-9,5%	(6.109.424)	(6.274.568)	-2,6%	(6.017.232)	(5.753.005)	4,6%
Custos e Despesas Operacionais	(375.397)	(377.956)	-0,7%	(1.412.597)	(1.374.683)	2,8%	(2.464.652)	(2.011.302)	22,5%
Resultado do Serviço	499.637	413.605	20,8%	1.978.844	1.413.096	40,0%	1.993.316	2.004.896	-0,6%
EBITDA	570.811	496.018	15,1%	2.232.240	1.741.898	28,1%	2.265.264	2.343.316	-3,3%
Resultado Financeiro	(113.959)	(100.749)	13,1%	(256.760)	(260.170)	-1,3%	(79.118)	(98.939)	-20,0%
Lucro antes da Tributação	385.678	312.856	23,3%	1.722.084	1.152.926	49,4%	1.914.198	1.905.957	0,4%
LUCRO LÍQUIDO	317.307	272.477	16,5%	1.265.469	889.731	42,2%	1.307.912	1.300.416	0,6%

Nota: as tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

Receita Operacional

Em 2010 (padrão atual – IFRS), a receita operacional bruta atingiu R\$ 15.864 milhões, representando um aumento de 7,9% (R\$ 1.160 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 10.475 milhões, representando um aumento de 7,2% (R\$ 706 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 líquida seria de R\$ 9.432 milhões, um crescimento de 3,0% (R\$ 278 milhões).

Essa variação é decorrente, entre outros fatores, dos seguintes efeitos: aumento de 3,8% nas vendas de energia para o mercado cativo e aumento de 41,7% na receita de TUSD de clientes livres. O aumento da receita operacional em 2010 foi parcialmente compensado pela presença de maiores componentes financeiros nas tarifas vigentes em 2009 (impacto positivo na receita), em função do repasse dos aumentos nos custos em função do acionamento das usinas térmicas e do aumento da taxa de câmbio ocorridos em 2008 e a cobrança do reajuste tarifário extraordinário utilizado para compensar as perdas incorridas no racionamento de 2001 (término em 2009).

Custo com Energia Elétrica

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelo encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 6.017 milhões, representando um aumento de 4,6% (R\$ 264 milhões), o qual foi substancialmente contemplado na receita, sem impacto relevante no EBITDA.

Custos e Despesas Operacionais

Em 2010 (padrão atual – IFRS), os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.465 milhões, registrando um aumento de 22,5% (R\$ 453 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor), no valor de R\$ 1.044 milhões, um aumento de R\$ 428 milhões. Esse valor é contabilizado na linha de “gastos com serviços de terceiros”, tendo sua contrapartida na linha de “receita de fornecimento de energia elétrica”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 1.148 milhões, registrando um aumento de 8,8% (R\$ 93 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 6,9% (R\$ 33 milhões);
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 8,3% (R\$ 5 milhões);
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 19,3% (R\$ 62 milhões).

O aumento do PMSO foi parcialmente compensado pela redução de 3,3% (R\$ 7 milhões) nos outros custos/despesas operacionais devido, entre outros fatores, ao aumento de despesa **não-recorrente em 2009**, referente ao complemento de passivo de energia livre, conforme Resolução Aneel 387/2009 (R\$ 17 milhões).

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 2,4% (R\$ 8 milhões).

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado pelo seguinte fator:

- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 3 milhões em 2009 e passou a representar uma receita de R\$ 79 milhões em 2010, resultando em uma variação positiva de R\$ 76 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com a Deliberação CVM nº 371/00, conforme definido no Laudo Atuarial.

EBITDA

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o EBITDA foi de R\$ 2.265 milhões, representando uma redução de 3,3% (R\$ 78 milhões), basicamente em função do impacto de maiores componentes financeiros na receita de 2009, sem a respectiva contabilização em custos de energia e encargos, em função da aplicação do IFRS.

Resultado Financeiro

Em 2010 (padrão atual – IFRS), a despesa financeira líquida foi de R\$ 79 milhões, uma redução de 20,0% (R\$ 20 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 99 milhões registrada em 2009.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 9,2% (R\$ 33 milhões), passando de R\$ 362 milhões em 2009 para R\$ 395 milhões em 2010;
- Receitas Financeiras: aumento de 20,2% (R\$ 53 milhões), passando de R\$ 263 milhões em 2009 para R\$ 316 milhões em 2010.

Lucro Líquido

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o lucro líquido foi de R\$ 1.308 milhões, representando um aumento de 0,6% (R\$ 7 milhões).

11.1.2) 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

11.1.2.1) 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.

11.1.2.2) 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".

11.1.2.3) CPFL Paulista

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.

11.1.2.4) 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).

11.1.2.5) 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
Vigência >>>>>	08/04/2010	19/06/2010	23/10/2010	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011
IRT Econômico	1,55%	1,72%	8,59%	8,01%	6,42%	5,22%	6,57%	6,84%
Componentes Financeiros	1,15%	10,65%	1,52%	15,61%	1,34%	0,25%	1,45%	2,66%
IRT Total	2,70%	12,37%	10,11%	23,61%	7,76%	5,47%	8,02%	9,50%

11.2) Segmento de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (R\$ Mil)									
	Padrão Anterior (BRGAAP)						Padrão Atual (IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	543.117	522.053	4,0%	1.992.501	2.026.264	-1,7%	1.991.120	2.026.264	-1,7%
Receita Operacional Líquida	484.463	469.931	3,1%	1.779.120	1.784.241	-0,3%	1.777.739	1.784.241	-0,4%
EBITDA	65.346	71.520	-8,6%	309.001	297.603	3,8%	307.621	297.605	3,4%
LUCRO LÍQUIDO	42.272	53.731	-21,3%	205.056	209.736	-2,2%	206.262	210.772	-2,1%

Receita Operacional

Em 2010 (padrão atual – IFRS), a receita operacional bruta atingiu R\$ 1.991 milhões, representando uma redução de 1,7% (R\$ 35 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 1.778 milhões, representando uma redução de 0,4% (R\$ 7 milhões).

EBITDA

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o EBITDA atingiu R\$ 308 milhões, aumento de 3,4% (R\$ 10 milhões).

Lucro Líquido

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o lucro líquido foi de R\$ 206 milhões, redução de 2,1% (R\$ 5 milhões).

11.3) Segmento de Geração

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração (R\$ Mil)									
	Padrão Anterior (BRGAAP)			Padrão Atual (IFRS)					
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	320.088	251.837	27,1%	1.115.116	981.128	13,7%	1.193.387	1.060.477	12,5%
Receita Operacional Líquida	291.962	234.951	24,3%	1.031.924	916.149	12,6%	1.121.266	1.001.389	12,0%
Custo com Energia Elétrica	(59.142)	(11.421)	417,8%	(176.411)	(48.126)	266,6%	(180.857)	(53.176)	240,1%
Custos e Despesas Operacionais	(67.440)	(56.027)	20,4%	(224.851)	(203.371)	10,6%	(319.143)	(293.996)	8,6%
Resultado do Serviço	165.380	167.503	-1,3%	630.662	664.652	-5,1%	621.266	654.217	-5,0%
EBITDA	193.991	187.731	3,3%	723.831	748.543	-3,3%	808.769	829.634	-2,5%
Resultado Financeiro	(100.855)	(80.925)	24,6%	(291.882)	(239.406)	21,9%	(270.496)	(192.107)	40,8%
Lucro antes da Tributação	64.526	86.578	-25,5%	338.780	425.246	-20,3%	350.770	462.110	-24,1%
LUCRO LÍQUIDO	89.306	91.085	-2,0%	291.642	347.678	-16,1%	261.752	335.762	-22,0%

Receita Operacional

Em 2010 (padrão atual – IFRS), a receita operacional bruta atingiu R\$ 1.193 milhões, representando um aumento de 12,5% (R\$ 133 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 1.121 milhões, representando um aumento de 12,0% (R\$ 120 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Receita adicional da Epasa (R\$ 69 milhões);
- Receita adicional da Chapecoense (R\$ 44 milhões), por conta do início do contrato da UHE Foz do Chapecó;
- Receita adicional da CPFL Bioenergia (início das operações em agosto de 2010).

Custo com Energia Elétrica

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o custo com energia elétrica foi de R\$ 181 milhões, representando um aumento de 240,1% (R\$ 128 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Incremento de despesas com a aquisição de energia efetuada pela Epasa desde março de 2010, para honrar compromissos assumidos, enquanto não se iniciavam as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba;
- Incremento de despesas com a aquisição de energia efetuada pela Chapecoense no 2S10, decorrente do início do contrato da UHE Foz do Chapecó.

Custos e Despesas Operacionais

Em 2010 (padrão atual – IFRS), os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 319 milhões, representando um aumento de 8,6% (R\$ 25 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Item PMSO, que atingiu R\$ 131 milhões, registrando um aumento de 11,4% (R\$ 13 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Gastos com Pessoal, item que atingiu R\$ 35 milhões, um aumento de 10,5% (R\$ 3 milhões), decorrente principalmente do Acordo Coletivo de 2010;
 - ✓ Gastos com Material, item que atingiu R\$ 4 milhões, um aumento de 44,8% (R\$ 1 milhão);
 - ✓ Outros Custos/Despesas Operacionais, item que atingiu R\$ 62 milhões, um aumento de

32,2% (R\$ 15 milhões);

Compensando parcialmente:

- ✓ Gastos com Serviços de Terceiros, item que atingiu R\$ 30 milhões, uma redução de 17,5% (R\$ 6 milhões).
- Item Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 171 milhões, registrando um aumento de 8,0% (R\$ 13 milhões).

EBITDA

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o EBITDA foi de R\$ 809 milhões, redução de 2,5% (R\$ 21 milhões).

Resultado Financeiro

Em 2010 (padrão atual – IFRS), a despesa financeira líquida foi de R\$ 270 milhões, representando um aumento de 40,8% (R\$ 78 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 74,0% (R\$ 23 milhões), passando de R\$ 31 milhões em 2009 para R\$ 54 milhões em 2010, devido principalmente ao aumento nas Rendidas de Aplicações Financeiras, decorrente do aumento do estoque de aplicações;
- Despesas Financeiras: aumento de 45,4% (R\$ 101 milhões), passando de R\$ 223 milhões em 2009 para R\$ 324 milhões em 2010, devido principalmente ao aumento nos Encargos de Dívidas, decorrente do aumento do endividamento.

Lucro Líquido

Em 2010 (padrão atual – IFRS), o lucro líquido foi de R\$ 262 milhões, redução de 22,0% (R\$ 74 milhões).

11.3.2) Status dos Projetos de Geração

UHE Foz do Chapecó (Foz do Chapecó Energia) – Em operação

A primeira, segunda e terceira unidades geradoras da UHE Foz do Chapecó entraram em operação comercial em 14 de outubro, 23 de novembro e 30 de dezembro de 2010, respectivamente, atingindo 100% da energia assegurada (432 MW médios) do empreendimento. A quarta e última unidade geradora entrou em operação comercial em 12 de março de 2011. A participação da CPFL Geração no empreendimento é de 51%, o que representa uma potência instalada e energia assegurada de 436,1 MW e 220,3 MW médios, respectivamente. Foram investidos R\$ 1,3 bilhão no empreendimento.

UTES Termonordeste e Termoparaíba (Epsa) – Em operação

As UTES Termonordeste e Termoparaíba, localizadas no Estado da Paraíba, entraram em operação comercial em 24 de dezembro de 2010 e 13 de janeiro de 2011, respectivamente. A participação da CPFL Geração no empreendimento é de 51%, o que representa uma potência instalada de 174,2 MW. Foram investidos R\$ 310 milhões no empreendimento. Informações adicionais: (i) Despacho médio de 4% a.a. por ordem de mérito e (ii) PPA de 15 anos – Leilão A-3 de julho de 2007.

UTE Bio Buriti (CPFL Bio Buriti)

A UTE Bio Buriti, localizada em Buritizal (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (57% das obras realizadas – fevereiro 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 (40% das obras realizadas – fevereiro 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 (85% das obras realizadas – fevereiro 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) 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 (12% das obras realizadas – fevereiro 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 (16% das obras realizadas – dezembro de 2010), sendo que a sua entrada em operação está prevista para julho de 2012. O investimento total no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A participação da CPFL Geração no empreendimento é de 100%, o que representa uma potência instalada e energia assegurada de 188 MW e 76 MWmédios, respectivamente. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 150,00/MWh).

Parque Eólico Campos dos Ventos II

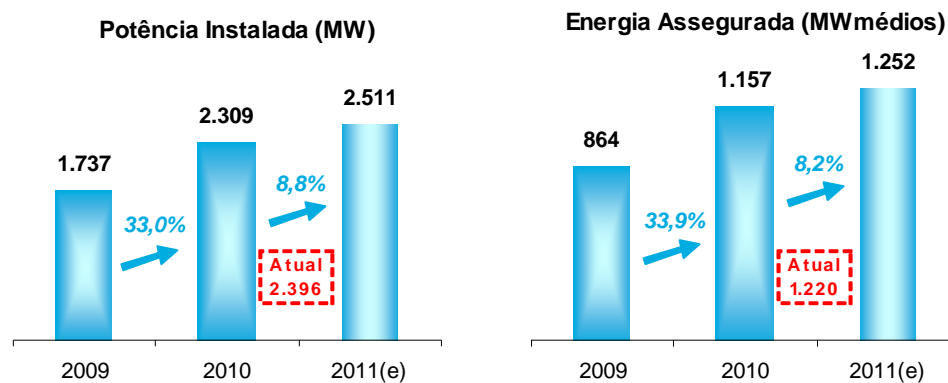
O Parque Eólico Campos dos Ventos II, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 3T13. O investimento total no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A participação da CPFL Geração no empreendimento é de 100%, o que representa uma potência instalada e energia assegurada de 30 MW e 14 MWmédios, respectivamente. A energia

foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 126,19/MWh).

Parques Eólicos Campos dos Ventos I, III, IV e V e Eurus V – Anúncio da construção para comercialização no mercado livre

Os Parques Eólicos Campos 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 participação da CPFL Geração no empreendimento é de 100%, o que representa uma potência instalada de 150 MW. A energia será vendida para o mercado livre. Informação adicional: aprovação da construção considerando o Extrato da Ata da Reunião do Conselho de Administração de 23 de fevereiro de 2011.

11.3.3) Evolução da Potência Instalada e da Energia Assegurada



Com a aquisição da PCH Diamante (4 MW) e a entrada em operação da UTE Baldin (45 MW), UHE Foz do Chapecó (436 MW) e UTE Termonordeste (87 MW), a potência instalada cresceu 572 MW (33,0%), passando de 1.737 MW em 2009 para 2.309 MW em 2010. A energia assegurada, por sua vez, cresceu 293 MW médios, passando de 864 MW médios em 2009 para 1.157 MW médios em 2010.

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalente de Caixa	1.562.895	1.487.243
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.816.091	1.752.858
Títulos e Valores Mobiliários	42.533	39.253
Tributos a Compensar	193.025	192.278
Derivativos	244	795
Estoques	25.234	17.360
Arrendamento	4.754	2.949
Outros Créditos	253.412	156.560
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	3.898.188	3.649.296
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	195.739	224.887
Depósitos Judiciais	890.684	794.177
Títulos e Valores Mobiliários	72.822	79.835
Tributos a Compensar	138.969	113.235
Derivativos	82	7.881
Créditos Fiscais Diferidos	1.183.458	1.286.805
Arrendamento	26.314	21.243
Ativo Financeiro da Concessão	934.646	674.029
Entidade de Previdência Privada	5.800	9.725
Investimentos ao Custo	116.654	116.477
Outros Créditos	222.106	237.029
Imobilizado	5.786.466	5.213.039
Intangível	6.584.877	6.063.101
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.158.617	14.841.463
TOTAL DO ATIVO	20.056.805	18.490.759

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2010	31/12/2009
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.047.392	1.021.452
Encargos de Dívidas	40.519	27.662
Encargos de Debêntures	118.066	101.284
Empréstimos e Financiamentos	578.867	728.914
Debêntures	1.509.960	499.025
Entidade de Previdência Privada	40.103	44.484
Taxas Regulamentares	123.542	63.750
Impostos, Taxas e Contribuições	455.243	498.610
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	23.815	25.284
Obrigações Estimadas	58.688	50.898
Derivativos	3.981	7.012
Uso do Bem Público	17.287	15.697
Outras Contas a Pagar	410.861	338.861
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	4.428.324	3.422.933
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	-	42.655
Encargos de Dívidas	29.144	62.427
Empréstimos e Financiamentos	4.917.853	3.729.042
Debêntures	2.212.314	2.751.169
Entidade de Previdência Privada	570.878	723.286
Impostos, Taxas e Contribuições	959	1.639
Débitos Fiscais Diferidos	277.767	282.010
Provisão para Contingências	291.266	300.644
Derivativos	7.883	5.694
Uso do Bem Público	429.631	405.837
Outras Contas a Pagar	141.130	226.644
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	8.878.825	8.531.047
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	4.793.424	4.741.175
Reserva de Capital	16	16
Reserva de Lucro	418.665	341.751
Dividendo Adicional Proposto	486.040	655.017
Reserva de Avaliação Patrimonial	795.563	765.667
Lucro (Prejuízo) Acumulado	-	(234.278)
	6.493.708	6.269.348
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	255.948	267.431
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.749.656	6.536.779
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	20.056.805	18.490.759

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (4T10 x 4T09)

(em milhares de reais)



	4T10				4T09				4T10 x 4T09	
	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Padrão atual (IFRS)
RECEITA OPERACIONAL										
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.520.088	-	(11.667)	3.508.421	3.622.548	-	(34.250)	3.588.298	-2,83%	-2,23%
Suprimento de Energia Elétrica	330.466	19.769	(1)	350.234	297.196	20.086	-	317.282	11,19%	10,39%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	379.432	-	353.462	732.894	259.197	-	209.488	468.685	46,39%	56,37%
	4.229.986	19.769	341.794	4.591.549	4.178.941	20.086	175.238	4.374.265	1,22%	4,97%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL										
	(1.451.536)	(1.661)	40.216	(1.412.981)	(1.339.306)	(1.574)	(35.263)	(1.376.143)	8,38%	2,68%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.778.450	18.108	382.010	3.178.568	2.839.635	18.512	139.975	2.998.122	-2,15%	6,02%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA										
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.266.902)	(568)	(59.488)	(1.326.958)	(1.426.137)	-	188.918	(1.237.219)	-11,17%	7,25%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(304.334)	(921)	(7.717)	(312.972)	(309.054)	(990)	57.038	(253.006)	-1,53%	23,70%
	(1.571.236)	(1.489)	(67.205)	(1.639.930)	(1.735.191)	(990)	245.956	(1.490.225)	-9,45%	10,05%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS										
Pessoal	(152.536)	(371)	712	(152.195)	(134.760)	(322)	(1.255)	(136.337)	13,19%	11,63%
Material	(22.590)	(91)	(162)	(22.843)	(20.858)	(112)	(475)	(21.445)	8,30%	6,52%
Serviços de Terceiros	(145.407)	(499)	(344.648)	(490.554)	(101.322)	(566)	(205.287)	(307.175)	43,51%	59,70%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(70.414)	(1.097)	10.100	(61.413)	(94.879)	(1.679)	487	(96.071)	-25,79%	-36,08%
Entidade de Previdência Privada	21.796	-	(6.572)	15.224	(920)	-	6.691	5.771	-2469,13%	163,80%
Depreciação e Amortização	(115.977)	(2.833)	(30.381)	(149.191)	(97.664)	(2.995)	(22.646)	(123.305)	18,75%	20,99%
Amortização do Intangível da Concessão	(46.123)	-	(10)	(46.133)	(46.727)	-	-	(46.727)	-1,29%	-1,27%
	(531.251)	(4.891)	(370.961)	(907.105)	(497.130)	(5.674)	(222.485)	(725.289)	6,86%	25,07%
EBITDA	813.800	14.561	(16.726)	811.633	746.308	14.843	185.718	946.869	9,04%	-14,28%
RESULTADO DO SERVIÇO	675.963	11.728	(56.156)	631.533	607.314	11.848	163.446	782.608	11,30%	-19,30%
RESULTADO FINANCEIRO										
Receitas	107.089	447	43.464	151.000	101.260	551	(1.253)	100.558	5,76%	50,2%
Despesas	(231.535)	(5.415)	(28.762)	(265.712)	(188.134)	(5.812)	1.839	(192.107)	23,07%	38,3%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	(455)	-	455	-	-	-
	(124.446)	(4.968)	14.702	(114.712)	(87.329)	(5.261)	1.041	(91.549)	42,50%	25,30%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	2	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	551.519	6.760	(41.456)	516.821	519.985	6.587	164.487	691.059	6,06%	-25,21%
Contribuição Social	(46.134)	(511)	3.727	(42.918)	(22.815)	(605)	(14.763)	(38.183)	102,21%	12,40%
Imposto de Renda	(121.205)	(1.406)	10.332	(112.279)	(66.183)	(1.695)	(41.007)	(108.885)	83,14%	3,12%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	384.180	4.843	(27.398)	361.623	430.987	4.287	108.717	543.990	-10,86%	-33,52%
Participação de Acionistas Não Controladores	(2.467)	-	2.467	-	(6.317)	-	6.317	-	-	-
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	455	-	(455)	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	381.713	4.843	(24.931)	361.623	425.125	4.287	114.579	543.990	-10,21%	-33,52%

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) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (2010 x 2009)

(em milhares de reais)



Consolidado										
	2010				2009				2010 x 2009	
	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Consolidação	Ajustes	Padrão atual (IFRS)	Padrão anterior (BRGAAP)	Padrão atual (IFRS)
RECEITA OPERACIONAL										
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	14.037.443	-	(107.255)	13.930.188	13.459.695	-	80.580	13.540.275	4,29%	2,88%
Suprimento de Energia Elétrica	1.118.875	77.247	(1)	1.196.121	1.199.081	78.132	4.312	1.281.525	-6,69%	-6,66%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	1.366.080	1.198	1.063.261	2.430.539	1.034.372	1.217	616.310	1.651.899	32,07%	47,14%
	16.522.398	78.445	956.005	17.556.848	15.693.148	79.349	701.202	16.473.699	5,28%	6,58%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(5.560.796)	(6.515)	34.192	(5.533.119)	(5.127.166)	(5.985)	17.458	(5.115.693)	8,46%	8,16%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	10.961.602	71.930	990.197	12.023.729	10.565.982	73.364	718.660	11.358.006	3,74%	5,86%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA										
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(5.097.757)	(646)	48.328	(5.050.075)	(5.359.571)	(1.267)	381.170	(4.979.668)	-4,88%	1,41%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(1.212.478)	(3.801)	43.864	(1.172.415)	(1.171.451)	(3.782)	140.392	(1.034.841)	3,50%	13,29%
	(6.310.235)	(4.447)	92.192	(6.222.490)	(6.531.022)	(5.049)	521.562	(6.014.509)	-3,38%	3,46%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS										
Pessoal	(592.643)	(1.868)	894	(593.617)	(535.648)	(2.141)	(15.323)	(553.112)	10,64%	7,32%
Material	(80.213)	(250)	(160)	(80.623)	(69.778)	(304)	(2.276)	(72.358)	14,95%	11,42%
Serviços de Terceiros	(463.325)	(2.482)	(1.045.275)	(1.511.082)	(375.203)	(2.998)	(626.275)	(1.004.476)	23,49%	50,43%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(273.478)	(3.202)	11.242	(265.438)	(274.290)	(3.540)	16.969	(260.861)	-0,30%	1,75%
Entidade de Previdência Privada	87.192	-	(6.563)	80.629	(3.678)	-	6.744	3.066	(24,71)	25,30
Depreciação e Amortização	(410.582)	(11.012)	(87.584)	(509.178)	(388.144)	(11.194)	(86.836)	(486.174)	5,78%	4,73%
Amortização do Intangível da Concessão	(182.605)	-	(10)	(182.615)	(186.900)	-	1	(186.899)	-2,30%	-2,29%
	(1.915.654)	(18.815)	(1.127.455)	(3.061.924)	(1.833.641)	(20.177)	(706.996)	(2.560.814)	4,47%	19,57%
EBITDA	3.232.371	59.680	58.428	3.350.479	2.765.429	59.332	627.929	3.452.690	16,88%	-2,96%
RESULTADO DO SERVIÇO	2.735.713	48.668	(45.066)	2.739.315	2.201.319	48.138	533.226	2.782.683	24,28%	-1,56%
RESULTADO FINANCEIRO										
Receitas	437.291	1.705	44.119	483.115	376.996	2.851	(28.487)	351.360	15,99%	37,50%
Despesas	(797.687)	(23.190)	(16.181)	(837.058)	(692.927)	(20.100)	51.961	(661.066)	15,12%	26,62%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	(864)	-	864	-	-	-
	(360.396)	(21.485)	27.938	(353.943)	(316.795)	(17.249)	24.338	(309.706)	13,76%	14,28%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	2.375.317	27.183	(17.128)	2.385.372	1.884.524	30.889	557.564	2.472.977	26,04%	-3,54%
Contribuição Social	(220.394)	(2.378)	1.537	(221.235)	(155.459)	(2.787)	(50.102)	(208.348)	41,77%	6,19%
Imposto de Renda	(601.785)	(6.563)	4.248	(604.100)	(428.847)	(7.739)	(139.175)	(575.761)	40,33%	4,92%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	1.553.138	18.242	(11.343)	1.560.037	1.300.218	20.363	368.287	1.688.868	19,45%	-7,63%
Participação de Acionistas Não Controladores	(9.337)	-	9.337	-	(14.612)	-	14.612	-	-	-
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	864	-	(864)	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	1.543.801	18.242	(2.006)	1.560.037	1.286.470	20.363	382.035	1.688.868	20,00%	-7,63%

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".

12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado (Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado								
	(Padrão Anterior - BRGAAP)			(Padrão Atual - IFRS)					
	4T10	4T09	Variação	2010	2009	Variação	2010	2009	Variação
RECEITA OPERACIONAL									
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	57	-	-	57	-
Suprimento de Energia Elétrica	318.976	248.778	28,22%	1.108.015	968.617	14,39%	1.185.262	1.051.059	12,77%
Outras Receitas Operacionais	1.112	3.059	-63,65%	7.101	12.454	-42,98%	8.125	9.361	-13,20%
	320.088	251.837	27,10%	1.115.116	981.128	13,66%	1.193.387	1.060.477	12,53%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(28.126)	(16.886)	66,56%	(83.192)	(64.979)	28,03%	(72.121)	(59.088)	22,06%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	291.962	234.951	24,27%	1.031.924	916.149	12,64%	1.121.266	1.001.389	11,97%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA									
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(47.433)	(1.786)	2555,82%	(136.305)	(11.226)	1114,19%	(136.949)	(12.493)	996,21%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.709)	(9.635)	21,53%	(40.106)	(36.900)	8,69%	(43.908)	(40.683)	7,93%
	(59.142)	(11.421)	417,84%	(176.411)	(48.126)	266,56%	(180.857)	(53.176)	240,11%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS									
Pessoal	(8.914)	(8.225)	8,38%	(33.360)	(29.780)	12,02%	(35.282)	(31.923)	10,52%
Material	(1.378)	(700)	96,86%	(3.847)	(2.528)	52,18%	(4.100)	(2.832)	44,77%
Serviços de Terceiros	(9.636)	(8.798)	9,52%	(27.486)	(30.973)	-11,26%	(29.841)	(36.181)	-17,52%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(16.434)	(14.271)	15,16%	(58.990)	(45.699)	29,08%	(62.131)	(47.006)	32,18%
Entidade de Previdência Privada	295	(72)	-	1.192	(291)	-	1.192	(229)	-
Depreciação e Amortização	(26.976)	(19.683)	37,05%	(84.733)	(76.988)	10,06%	(171.345)	(158.713)	7,96%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.397)	(4.278)	2,78%	(17.627)	(17.112)	3,01%	(17.636)	(17.112)	3,06%
	(67.440)	(56.027)	20,37%	(224.851)	(203.371)	10,56%	(319.143)	(293.996)	8,55%
EBITDA	193.991	187.731	3,33%	723.831	748.543	-3,30%	808.769	829.634	-2,51%
RESULTADO DO SERVIÇO	165.380	167.503	-1,27%	630.662	664.652	-5,11%	621.266	654.217	-5,04%
RESULTADO FINANCEIRO									
Receitas	15.403	7.776	98,08%	46.640	24.659	89,14%	53.727	30.884	73,96%
Despesas	(81.548)	(54.499)	49,63%	(269.102)	(194.238)	38,54%	(324.223)	(222.991)	45,40%
Juros Sobre o Capital Próprio	(34.710)	(34.202)	1,49%	(69.420)	(69.827)	-0,58%	-	-	0,00%
	(100.855)	(80.925)	24,63%	(291.882)	(239.406)	21,92%	(270.496)	(192.107)	40,80%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	1	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	64.526	86.578	-25,47%	338.780	425.246	-20,33%	350.770	462.110	-24,09%
Contribuição Social	(2.158)	(7.127)	-69,72%	(29.253)	(36.762)	-20,43%	(24.016)	(33.802)	-28,95%
Imposto de Renda	(5.305)	(18.763)	-71,73%	(79.306)	(100.133)	-20,80%	(64.716)	(91.909)	-29,59%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	57.063	60.688	-5,97%	230.221	288.351	-20,16%	262.038	336.399	-22,11%
Participação de Acionistas Não Controladores	(2.467)	(3.805)	-35,16%	(7.999)	(10.500)	-23,82%	(286)	(637)	-55,10%
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	34.710	34.202	1,49%	69.420	69.827	-0,58%	-	-	0,00%
LUCRO LÍQUIDO	89.306	91.085	-1,95%	291.642	347.678	-16,12%	261.752	335.762	-22,04%

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



	Consolidado								
	(Padrão Anterior - BRGAAP)			(Padrão Atual - IFRS)					
	4T10	4T09	Variação	2010	2009	Variação	2010	2009	Variação
RECEITA OPERACIONAL									
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.365.496	3.489.977	-3,57%	13.463.410	12.920.065	4,21%	13.356.155	13.000.646	2,73%
Suprimento de Energia Elétrica	68.754	22.752	202,19%	182.800	131.738	38,76%	182.799	131.739	38,76%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	349.839	244.310	43,19%	1.259.847	950.600	32,53%	2.324.663	1.571.220	47,95%
	3.784.089	3.757.039	0,72%	14.906.057	14.002.403	6,45%	15.863.617	14.703.605	7,89%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.403.849)	(1.302.190)	7,81%	(5.405.192)	(4.940.056)	9,42%	(5.388.417)	(4.934.402)	9,20%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.380.240	2.454.849	-3,04%	9.500.865	9.062.347	4,84%	10.475.200	9.769.203	7,23%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA									
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.211.939)	(1.362.017)	-11,02%	(4.934.440)	(5.132.580)	-3,86%	(4.886.112)	(4.751.410)	2,83%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(293.268)	(301.271)	-2,66%	(1.174.984)	(1.141.988)	2,89%	(1.131.120)	(1.001.595)	12,93%
	(1.505.207)	(1.663.288)	-9,50%	(6.109.424)	(6.274.568)	-2,63%	(6.017.232)	(5.753.005)	4,59%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS									
Pessoal	(129.686)	(115.425)	12,36%	(508.697)	(460.352)	10,50%	(508.477)	(475.674)	6,90%
Material	(16.406)	(17.044)	-3,74%	(63.516)	(56.512)	12,39%	(63.674)	(58.788)	8,31%
Serviços de Terceiros	(110.455)	(85.576)	29,07%	(382.868)	(313.176)	22,25%	(1.427.274)	(937.163)	52,30%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(47.676)	(77.498)	-38,48%	(202.699)	(213.061)	-4,86%	(191.858)	(198.477)	-3,33%
Entidade de Previdência Privada	21.501	(848)	-	86.000	(3.387)	-	79.437	3.295	-
Depreciação e Amortização	(87.755)	(76.304)	15,01%	(321.140)	(307.156)	4,55%	(333.124)	(323.460)	2,99%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.920)	(5.261)	-6,48%	(19.677)	(21.039)	-6,47%	(19.682)	(21.035)	-6,43%
	(375.397)	(377.956)	-0,68%	(1.412.597)	(1.374.683)	2,76%	(2.464.652)	(2.011.302)	22,54%
EBITDA	570.811	496.018	15,08%	2.232.240	1.741.898	28,15%	2.265.264	2.343.316	-3,33%
RESULTADO DO SERVIÇO	499.637	413.605	20,80%	1.978.844	1.413.096	40,04%	1.993.316	2.004.896	-0,58%
RESULTADO FINANCEIRO									
Receitas	79.997	76.777	4,19%	325.791	302.379	7,74%	316.020	262.914	20,20%
Despesas	(130.000)	(113.662)	14,37%	(454.744)	(431.767)	5,32%	(395.138)	(361.853)	9,20%
Juros Sobre o Capital Próprio	(63.956)	(63.864)	-	(127.807)	(130.782)	-	-	-	-
	(113.959)	(100.749)	13,11%	(256.760)	(260.170)	-1,31%	(79.118)	(98.939)	-20,03%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	385.678	312.856	23,28%	1.722.084	1.152.926	49,37%	1.914.198	1.905.957	0,43%
Contribuição Social	(36.640)	(28.807)	27,19%	(157.855)	(105.427)	49,73%	(163.643)	(161.429)	1,37%
Imposto de Renda	(95.687)	(75.436)	26,85%	(425.146)	(285.770)	48,77%	(441.222)	(441.332)	-0,02%
LUCRO ANTES DO ITEM EXTRAORDINÁRIO PARTICIPAÇÕES E REVERSÕES	253.351	208.613	21,45%	1.139.083	761.729	49,54%	1.309.333	1.303.196	0,47%
Participação de Acionistas Não Controladores	-	-	-	(1.421)	(2.780)	-48,88%	(1.421)	(2.780)	-48,88%
Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	63.956	63.864	-	127.807	130.782	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	317.307	272.477	16,45%	1.265.469	889.731	42,23%	1.307.912	1.300.416	0,58%

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 (R\$ Mil)

CPFL PAULISTA									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	1.925.091	2.006.530	-4,1%	7.567.988	7.349.118	3,0%	8.114.888	7.710.715	5,2%
Receita Operacional Líquida	1.210.983	1.312.712	-7,7%	4.793.646	4.780.971	0,3%	5.360.015	5.143.704	4,2%
Custo com Energia Elétrica	(759.358)	(901.619)	-15,8%	(3.112.078)	(3.357.987)	-7,3%	(3.125.378)	(2.945.986)	6,1%
Custos e Despesas Operacionais	(179.825)	(202.541)	-11,2%	(669.214)	(709.955)	-5,7%	(1.195.442)	(1.050.912)	13,8%
Resultado do Serviço	271.800	208.552	30,3%	1.012.354	713.029	42,0%	1.039.195	1.146.806	-9,4%
EBITDA	295.905	243.911	21,3%	1.089.980	857.250	27,1%	1.118.645	1.293.477	-13,5%
Resultado Financeiro	(36.077)	(26.807)	34,6%	(64.275)	(65.682)	-2,1%	(2.767)	(25.820)	-89,3%
Lucro antes da Tributação	235.723	181.745	29,7%	948.079	647.347	46,5%	1.036.428	1.120.986	-7,5%
LUCRO LÍQUIDO	170.265	136.842	24,4%	657.148	457.853	43,5%	695.761	750.348	-7,3%

CPFL PIRATININGA									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	903.599	812.242	11,2%	3.491.296	3.118.020	12,0%	3.720.819	3.314.527	12,3%
Receita Operacional Líquida	561.207	522.096	7,5%	2.216.512	1.953.252	13,5%	2.436.451	2.157.932	12,9%
Custo com Energia Elétrica	(370.146)	(355.619)	4,1%	(1.444.648)	(1.365.752)	5,8%	(1.375.940)	(1.325.228)	3,8%
Custos e Despesas Operacionais	(71.736)	(76.467)	-6,2%	(302.733)	(289.830)	4,5%	(583.679)	(412.020)	41,7%
Resultado do Serviço	119.325	90.010	32,6%	469.131	297.670	57,6%	476.832	420.684	13,3%
EBITDA	133.658	105.440	26,8%	518.127	359.912	44,0%	530.984	484.661	9,6%
Resultado Financeiro	(18.619)	(12.428)	49,8%	(55.274)	(41.421)	33,4%	(28.458)	(14.358)	98,2%
Lucro antes da Tributação	100.706	77.582	29,8%	413.857	256.249	61,5%	448.374	406.326	10,3%
LUCRO LÍQUIDO	73.267	58.928	24,3%	288.094	184.058	56,5%	301.746	273.790	10,2%

RGE									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	764.824	749.369	2,1%	3.087.332	2.812.476	9,8%	3.211.469	2.942.864	9,1%
Receita Operacional Líquida	484.071	492.429	-1,7%	1.994.854	1.841.044	8,4%	2.125.171	1.965.972	8,1%
Custo com Energia Elétrica	(304.889)	(335.172)	-9,0%	(1.270.105)	(1.257.499)	1,0%	(1.216.017)	(1.203.280)	1,1%
Custos e Despesas Operacionais	(94.787)	(80.249)	18,1%	(342.653)	(293.083)	16,9%	(530.667)	(447.889)	18,5%
Resultado do Serviço	84.395	77.008	9,6%	382.096	290.462	31,5%	378.487	314.803	20,2%
EBITDA	112.619	104.542	7,7%	492.645	398.400	23,7%	499.945	425.789	17,4%
Resultado Financeiro	(51.389)	(53.950)	-4,7%	(120.072)	(139.733)	-14,1%	(46.674)	(58.877)	-20,7%
Lucro antes da Tributação	33.006	23.058	43,1%	262.024	150.729	73,8%	331.813	255.926	29,7%
LUCRO LÍQUIDO	57.997	50.570	14,7%	245.687	171.708	43,1%	245.090	193.511	26,7%

CPFL SANTA CRUZ									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	76.994	77.227	-0,3%	305.484	294.264	3,8%	330.985	297.098	11,4%
Receita Operacional Líquida	50.736	52.401	-3,2%	202.199	200.221	1,0%	228.902	203.871	12,3%
Custo com Energia Elétrica	(28.801)	(30.469)	-5,5%	(115.232)	(120.039)	-4,0%	(127.634)	(110.178)	15,8%
Custos e Despesas Operacionais	(13.760)	(9.697)	41,9%	(47.827)	(36.508)	31,0%	(75.291)	(42.537)	77,0%
Resultado do Serviço	8.175	12.235	-33,2%	39.140	43.674	-10,4%	25.977	51.156	-49,2%
EBITDA	10.188	13.383	-23,9%	46.974	49.899	-5,9%	34.496	58.130	-40,7%
Resultado Financeiro	(2.969)	(1.913)	55,2%	(6.847)	(4.781)	43,2%	(460)	(508)	-9,4%
Lucro antes da Tributação	5.206	10.322	-49,6%	32.293	38.893	-17,0%	25.517	50.648	-49,6%
LUCRO LÍQUIDO	5.816	9.114	-36,2%	25.936	30.287	-14,4%	18.291	34.806	-47,4%

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

CPFL LESTE PAULISTA									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	27.698	28.025	-1,2%	110.665	112.192	-1,4%	120.528	114.408	5,3%
Receita Operacional Líquida	18.944	19.688	-3,8%	75.329	78.953	-4,6%	85.159	81.324	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(9.758)	(9.803)	-0,5%	(35.267)	(43.826)	-19,5%	(37.855)	(43.201)	-12,4%
Custos e Despesas Operacionais	(5.004)	(2.581)	93,9%	(16.915)	(13.824)	22,4%	(25.775)	(15.934)	61,8%
Resultado do Serviço	4.182	7.304	-42,7%	23.147	21.303	8,7%	21.529	22.189	-3,0%
EBITDA	5.106	8.334	-38,7%	26.776	25.269	6,0%	25.193	26.711	-5,7%
Resultado Financeiro	(1.772)	(1.119)	58,4%	(4.604)	(3.133)	47,0%	(1.738)	(51)	3307,8%
Lucro antes da Tributação	2.410	6.185	-61,0%	18.543	18.170	2,1%	19.791	22.138	-10,6%
LUCRO LÍQUIDO	1.559	5.174	-69,9%	13.235	14.722	-10,1%	12.465	15.437	-19,3%

CPFL SUL PAULISTA									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	35.524	35.227	0,8%	142.308	133.432	6,7%	151.327	135.471	11,7%
Receita Operacional Líquida	23.045	23.881	-3,5%	93.163	90.434	3,0%	101.967	92.811	9,9%
Custo com Energia Elétrica	(13.382)	(13.145)	1,8%	(54.144)	(52.951)	2,3%	(54.630)	(52.092)	4,9%
Custos e Despesas Operacionais	(4.429)	(3.842)	15,3%	(16.331)	(16.745)	-2,5%	(24.606)	(19.636)	25,3%
Resultado do Serviço	5.234	6.894	-24,1%	22.688	20.738	9,4%	22.731	21.083	7,8%
EBITDA	5.906	7.733	-23,6%	25.355	23.750	6,8%	25.388	24.227	4,8%
Resultado Financeiro	(1.379)	(2.556)	-46,0%	(2.739)	(3.109)	-11,9%	64	(876)	-107,3%
Lucro antes da Tributação	3.855	4.338	-11,1%	19.949	17.629	13,2%	22.795	20.207	12,8%
LUCRO LÍQUIDO	3.854	3.740	3,0%	15.670	14.601	7,3%	15.839	14.550	8,9%

CPFL JAGUARI									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	33.670	31.601	6,5%	132.939	120.116	10,7%	139.980	120.433	16,2%
Receita Operacional Líquida	20.941	20.691	1,2%	82.851	77.514	6,9%	89.687	78.228	14,6%
Custo com Energia Elétrica	(13.416)	(11.781)	13,9%	(53.581)	(53.483)	0,2%	(54.286)	(51.510)	5,4%
Custos e Despesas Operacionais	(3.456)	(1.952)	77,0%	(11.768)	(10.279)	14,5%	(18.665)	(11.202)	66,6%
Resultado do Serviço	4.069	6.958	-41,5%	17.502	13.752	27,3%	16.736	15.516	7,9%
EBITDA	4.564	7.594	-39,9%	19.461	16.152	20,5%	18.659	18.462	1,1%
Resultado Financeiro	(995)	(1.636)	-39,2%	(1.572)	(2.358)	-33,3%	345	(107)	-422,4%
Lucro antes da Tributação	3.074	5.322	-42,2%	15.930	11.394	39,8%	17.081	15.409	10,9%
LUCRO LÍQUIDO	2.684	4.442	-39,6%	12.047	9.451	27,5%	11.578	10.808	7,1%

CPFL MOCOCA									
	(Padrão Anterior - BRGAAP)						(Padrão Atual - IFRS)		
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.	2010	2009	Var.
Receita Operacional Bruta	19.947	18.933	5,4%	78.899	72.642	8,6%	84.475	77.946	8,4%
Receita Operacional Líquida	13.283	13.066	1,7%	52.207	49.552	5,4%	57.744	54.955	5,1%
Custo com Energia Elétrica	(7.425)	(7.288)	1,9%	(30.581)	(29.387)	4,1%	(31.704)	(27.886)	13,7%
Custos e Despesas Operacionais	(3.401)	(1.134)	199,9%	(8.840)	(7.697)	14,8%	(14.211)	(14.410)	-1,4%
Resultado do Serviço	2.457	4.644	-47,1%	12.786	12.468	2,6%	11.829	12.659	-6,6%
EBITDA	2.865	5.081	-43,6%	14.343	14.046	2,1%	13.375	14.639	-8,6%
Resultado Financeiro	(760)	(340)	123,5%	(1.378)	47	-3031,9%	570	1.658	-65,6%
Lucro antes da Tributação	1.697	4.304	-60,6%	11.408	12.515	-8,8%	12.399	14.317	-13,4%
LUCRO LÍQUIDO	1.865	3.667	-49,1%	9.073	9.831	-7,7%	8.563	9.946	-13,9%

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

CPFL Paulista						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	1.865	1.790	4,2%	7.252	6.923	4,7%
Industrial	1.259	1.468	-14,2%	5.315	5.469	-2,8%
Comercial	1.141	1.122	1,6%	4.368	4.151	5,2%
Outros	961	892	7,8%	3.714	3.434	8,2%
Total	5.226	5.271	-0,9%	20.649	19.977	3,4%

CPFL Piratininga						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	794	772	2,9%	3.198	3.026	5,7%
Industrial	753	765	-1,5%	2.990	2.885	3,7%
Comercial	446	452	-1,4%	1.784	1.708	4,4%
Outros	245	232	5,7%	959	921	4,1%
Total	2.239	2.220	0,8%	8.931	8.539	4,6%

RGE						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	470	455	3,4%	1.913	1.808	5,8%
Industrial	569	619	-8,1%	2.384	2.294	3,9%
Comercial	284	277	2,2%	1.145	1.080	6,0%
Outros	525	484	8,4%	2.003	2.000	0,2%
Total	1.847	1.835	0,7%	7.446	7.182	3,7%

CPFL Santa Cruz						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	73	71	2,7%	289	279	3,4%
Industrial	43	41	5,7%	169	157	7,9%
Comercial	37	36	3,7%	144	135	6,2%
Outros	83	75	11,3%	317	291	8,9%
Total	236	222	6,3%	918	862	6,5%

CPFL Jaguarí						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	18	17	2,3%	71	67	5,9%
Industrial	68	73	-6,3%	274	268	2,4%
Comercial	10	9	2,9%	37	35	4,3%
Outros	9	9	0,3%	36	44	-17,8%
Total	105	109	-3,6%	419	415	1,0%

CPFL Mococa						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	15	15	5,6%	62	58	6,3%
Industrial	15	15	-1,0%	61	58	5,8%
Comercial	7	7	4,9%	26	25	5,4%
Outros	13	13	-1,2%	59	53	11,1%
Total	50	50	1,7%	208	194	7,3%

CPFL Leste Paulista						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	21	19	11,1%	83	77	7,6%
Industrial	18	18	-1,6%	72	68	6,5%
Comercial	10	9	5,6%	36	34	6,5%
Outros	26	23	10,7%	113	98	15,5%
Total	74	69	7,0%	304	277	10,0%

CPFL Sul Paulista						
	4T10	4T09	Var.	2010	2009	Var.
Residencial	30	28	8,0%	116	107	7,6%
Industrial	28	34	-16,2%	126	135	-7,0%
Comercial	12	12	-0,8%	48	46	3,5%
Outros	22	22	0,3%	87	87	-0,5%
Total	92	95	-3,4%	375	375	0,0%