

São Paulo, 10 de novembro de 2011 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T11**. 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 3T10, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 379 MILHÕES NO 3T11

Indicadores (R\$ Milhões)	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.757	13.201	4,2%	40.643	38.714	5,0%
Mercado Cativo	10.071	9.779	3,0%	29.734	29.381	1,2%
TUSD	3.687	3.423	7,7%	10.909	9.333	16,9%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	3.125	3.047	2,5%	8.998	9.062	-0,7%
Receita Operacional Bruta	4.858	4.494	8,1%	13.883	12.965	7,1%
Receita Operacional Líquida	3.292	3.099	6,2%	9.360	8.845	5,8%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	956	768	24,6%	2.791	2.541	9,8%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) ⁽²⁾	996	857	16,2%	NA	NA	NA
Lucro Líquido (IFRS)	379	351	8,1%	1.139	1.198	-5,0%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) ⁽³⁾	401	401	0,0%	NA	NA	NA
Investimentos	465	502	-7,4%	1.202	1.224	-1,8%

Notas:

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

DESTAQUES 3T11

- Crescimento de 4,2% nas vendas na área de concessão;
- Aquisição da PCH Santa Luzia pela CPFL Renováveis em agosto, com 28,5 MW de potência instalada;
- Início da operação comercial das UTEs Bio Formosa (setembro) e Bio Buriti (outubro), totalizando 90 MW de potência instalada;
- Captações de R\$ 1.435 milhões por meio da Lei 4.131, ao custo médio de 100% do CDI e prazo entre 3 e 5 anos;
- Incorporação de 10,1 mil km de redes particulares até setembro, totalizando recursos de R\$ 130 milhões;
- Conclusão do plano de investimentos da CPFL Piratininga relativo ao 2º ciclo RTP de R\$ 664 milhões, equivalente a 100,2%;
- CPFL Paulista e RGE são vencedoras do Prêmio Nacional de Qualidade – PNQ. CPFL Energia é a melhor empresa de Energia Elétrica pelo anuário Valor 1000 do Jornal Valor Econômico;
- CPFL Energia reconhecida, pela Revista Institutional Investor, pelo 2º ano consecutivo, como a empresa de Melhor CEO, Profissional de RI e Equipe de RI do Setor de *Utilities* da América Latina, em 2011;
- Valorização de 13,1% das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA, superando o Ibovespa (-24,6%) e o IEE (9,1%) no 9M11.

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

- Sexta-feira, 11 de novembro de 2011 – 11h00 (Brasília), 08h00 (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	3
1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	3
1.1.1) Vendas no Mercado Cativo	3
1.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	4
1.1.3) TUSD por Distribuidora	4
1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	4
2) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	5
2.1) Consolidação da CPFL Renováveis	6
3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	7
3.1) Receita Operacional	7
3.2) Custo com Energia Elétrica	8
3.3) Custos e Despesas Operacionais	9
3.4) Ativos e Passivos Regulatórios	11
3.5) EBITDA	11
3.6) Resultado Financeiro	11
3.7) Lucro Líquido	12
4) ENDIVIDAMENTO	12
4.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	12
4.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	14
4.3) Dívida Líquida Ajustada	15
5) INVESTIMENTOS	16
6) FLUXO DE CAIXA	17
7) DIVIDENDOS	18
8) MERCADO DE CAPITALIS	19
8.1) Desempenho das Ações	19
8.3) <i>Ratings</i>	20
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA	21
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/09/2011	22
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	23
11.1) Segmento de Distribuição	23
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	23
11.1.2) Revisão Tarifária	27
11.1.3) Reajuste Tarifário	28
11.2) Segmento de Comercialização e Serviços (exclusive CPFL Renováveis)	29
11.3) Segmento de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis)	30
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	30
11.4) CPFL Renováveis	32
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	32
11.4.2) Status dos Projetos de Geração	33
11.4.3) Aquisição da PCH Santa Luzia	35
12) ANEXOS	36
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	36
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia	37
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	38
12.4) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis) e CPFL Renováveis	39
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	40
12.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	41
12.7) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)	43

1) VENDAS DE ENERGIA

1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 3T11, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.757 GWh, um aumento de 4,2%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Mercado Cativo	10.071	9.779	3,0%	29.734	29.381	1,2%
TUSD	3.687	3.423	7,7%	10.909	9.333	16,9%
Total	13.757	13.201	4,2%	40.643	38.714	5,0%

As vendas para o mercado cativo totalizaram 10.071 GWh, um aumento de 3,0%.

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 3.687 GWh, um aumento de 7,7%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

1.1.1) Vendas no Mercado Cativo

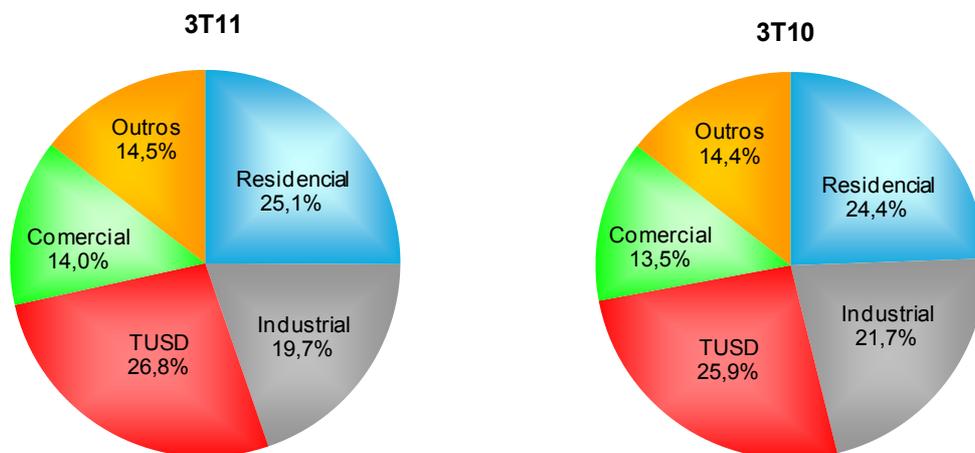
Mercado Cativo - GWh						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	3.449	3.226	6,9%	10.164	9.697	4,8%
Industrial	2.707	2.866	-5,5%	7.900	8.639	-8,6%
Comercial	1.921	1.784	7,7%	5.955	5.642	5,5%
Outros	1.994	1.903	4,8%	5.715	5.403	5,8%
Total	10.071	9.779	3,0%	29.734	29.381	1,2%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 53,3% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 6,9% e 7,7%, respectivamente, favorecido pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e das concessões de crédito) verificado nos últimos anos. O desempenho da classe residencial também foi impactado positivamente pelo maior número de dias de faturamento (em média 1,5 dia a mais, equivalente a aproximadamente 1,55%).
- **Classe industrial:** redução de 5,5%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre e da desaceleração da produção industrial.

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



1.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
CPFL Paulista	1.832	1.731	5,8%	5.423	4.575	18,5%
CPFL Piratininga	1.420	1.343	5,8%	4.227	3.844	10,0%
RGE	383	305	25,7%	1.104	801	37,8%
CPFL Santa Cruz	5	5	-3,0%	14	14	3,2%
CPFL Jaguarí	8	19	-56,3%	35	52	-32,2%
CPFL Mococa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	13	-	0,0%	34	-	0,0%
CPFL Sul Paulista	25	20	25,4%	73	48	51,5%
Total	3.687	3.423	7,7%	10.909	9.333	16,9%

1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Total	3.125	3.047	2,5%	8.998	9.062	-0,7%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera Furnas (Semesa) e demais vendas da geração para fora do grupo, exceto as vendas da Epasa (contrato de disponibilidade). Inclui 54,5% das vendas da CPFL Renováveis (exclusive partes relacionadas).

No 3T11, as vendas de comercialização e geração totalizaram 3.125 GWh, um aumento de 2,5%, devido principalmente ao aumento das vendas para clientes livres, reflexo do aumento do número de clientes em carteira neste ano (de 74 para 135) e das vendas da CPFL Renováveis para fora do Grupo, consolidadas a partir de 1º de agosto (considerando 54,5%).

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

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

Em 30 de setembro de 2011, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas Ceran, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

Distribuição de Energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	234	3.704	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	27	1.458	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	262	1.293	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	183	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	52	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	33	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	73	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	41	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 térmica*	695 MW	695 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	174 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93%**	São Paulo	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Renováveis Ltda. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 54,5%	(***)	(***)	(***)	(***)

(*) PCH - Pequena Central Hidrelétrica

(**) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada Investco S.A.

(***) Detalhes da reestruturação e atividades da CPFL Renováveis estão descritas na nota 1.1

Comercialização de Energia e Serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia, consultoria e assessoramento a agentes no setor de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Chumpitaz Serviços S.A. ("Chumpitaz")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariuna S.A. ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Companhia Jaguarí de Geração de Energia ("Jaguarí Geração")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
CPFL Bio Anicuns S.A. ("Anicuns")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
CPFL Bio Itapaci S.A. ("Itapaci")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

2.1) Consolidação da CPFL Renováveis

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

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

3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	4.858.087	4.494.484	8,1%	13.883.340	12.965.301	7,1%
Receita Operacional Líquida	3.292.224	3.098.875	6,2%	9.359.864	8.845.159	5,8%
Custo com Energia Elétrica	(1.635.616)	(1.665.778)	-1,8%	(4.578.729)	(4.582.560)	-0,1%
Custos e Despesas Operacionais	(874.137)	(811.098)	7,8%	(2.507.619)	(2.154.817)	16,4%
Resultado do Serviço	782.471	621.999	25,8%	2.273.517	2.107.782	7,9%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	956.168	767.692	24,6%	2.790.652	2.540.668	9,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	995.857	857.271	16,2%	ND	ND	ND
Resultado Financeiro	(205.203)	(73.101)	180,7%	(518.358)	(239.231)	116,7%
Lucro Antes da Tributação	577.268	548.898	5,2%	1.755.159	1.868.551	-6,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	379.064	350.781	8,1%	1.139.022	1.198.414	-5,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	400.810	400.618	0,0%	ND	ND	ND

Notas:

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

ND = Não disponível.

3.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 3T11 atingiu R\$ 4.858 milhões, representando um aumento de 8,1% (R\$ 364 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 4.544 milhões, um crescimento de 8,2% (R\$ 345 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.566 milhões, representando um aumento de 12,2% (R\$ 170 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 11,1% nos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 117 milhões); (ii) aumento de 14,9% nos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 41 milhões); (iii) aumento de 12,5% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 4 milhões); (iv) aumento de 21,9% na RGR (R\$ 4 milhões); e (v) aumento de 24,8% nos valores referentes ao Proinfa (R\$ 3 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.292 milhões no 3T11, representando um aumento de 6,2% (R\$ 193 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.978 milhões, um crescimento de 6,2% (R\$ 175 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 3,0% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 6,4% (R\$ 20 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Receita adicional líquida:
 - **No Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 100 milhões, devido (i) ao efeito **não-recorrente** referente à re-contabilização da diferença do custo de energia da Epasa em 2010 (R\$ 29 milhões); e (ii) ao início das operações da UHE Foz do Chapecó,

em outubro de 2010, e das operações das 2 termelétricas da Epasa, em janeiro de 2011 (R\$ 71 milhões);

- **Na CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 27 milhões, devido: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA; (ii) à entrada em operação da UTE Biomassa Baldin, em agosto de 2010, e da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011; e (iii) aos reajustes de preços dos outros ativos que eram antes CPFL Geração.

É importante lembrar que parte das vendas desses empreendimentos é feita para empresas do Grupo, sendo eliminada na consolidação.

O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução de 12,2% (R\$ 8 milhões) nas outras receitas e rendas devido, entre outros fatores, ao reconhecimento das receitas com crédito de carbono, **no 3T10** (R\$ 3,4 milhões), e à redução das receitas com prestação de serviços fora do Grupo CPFL.

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\$ 1.636 milhões no 3T11, representando uma redução de 1,8% (R\$ 30 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 3T11 foi de R\$ 1.279 milhões, o que representa uma redução de 7,3% (R\$ 101 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Redução no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 77,7 milhões), devido principalmente à redução de 6,6% (617 GWh) na quantidade de energia comprada.

Contribuíram para essa variação os seguintes itens:

- Epasa: incremento de despesas, **no 3T10**, de R\$ 44 milhões com a aquisição de energia (277 GWh), para honrar compromissos assumidos, enquanto não iniciava as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba;
- UHE Foz do Chapecó: incremento de despesas, **no 3T10**, de R\$ 8 milhões com a aquisição de energia, para honrar compromissos assumidos.

Parcialmente compensando:

- Aumento **não-recorrente** referente à re-contabilização do custo de energia da Epasa em 2010 (R\$ 12 milhões).
- (ii) Redução no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 15,8 milhões), devido à redução de 48,4% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 26,3% (222 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 8,0 milhões), decorrente principalmente da redução de 3,5% no preço médio de compra (redução de 7,95% na taxa média de câmbio do 3T11, em comparação com o 3T10). Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento de 0,3% (9 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iv) Redução no custo com PROINFA (R\$ 2,2 milhões), devido à redução de 38,2% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 53,9% (83 GWh) na quantidade de energia comprada.

O aumento do custo da energia comprada para revenda foi parcialmente compensado pela redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 3 milhões).

A redução líquida de 304 GWh na quantidade de energia comprada é decorrente do **aumento**

das compras dentro do Grupo CPFL.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 357 milhões no 3T11, aumento de 24,6% (R\$ 70 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 22,4% nos encargos da rede básica (R\$ 50 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos:
 - Aumento de 21,5% na CPFL Paulista (R\$ 22,6 milhões);
 - Aumento de 24,6% na CPFL Piratininga (R\$ 12,6 milhões);
 - Aumentos na UHE Foz do Chapecó (R\$ 6,5 milhões) e na Epasa (R\$ 1,6 milhões) devido à entrada em operação das usinas.
 - (ii) Aumento de 52,0% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18 milhões);
 - (iii) Aumento de 59,2% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 4 milhões);
 - (iv) Aumento de 17,9% nos encargos de Itaipu (R\$ 3 milhões).

Parcialmente compensando:

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

3.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 874 milhões no 3T11, registrando um aumento de 7,8% (R\$ 63 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 6,3% (R\$ 19 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 314 milhões no 3T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 386 milhões no 3T11, registrando um aumento de 4,4% (R\$ 16 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T10):
 - (i) PMSO adicional da CPFL Renováveis, referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA (R\$ 21 milhões);
 - (ii) Entrada em operação da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 7 milhões);
 - (iii) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal referente ao complemento do PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada, devido às adesões adicionais (R\$ 3 milhões).

Compensando parcialmente:

- (i) Redução nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Paulista, devido ao **aumento não-recorrente no 3T10**, decorrente do registro de provisão para contingência trabalhista referente a um acordo judicial celebrado com o Sindicato dos Engenheiros de São Paulo (R\$ 20 milhões);
- (ii) Efeito **não-recorrente** referente ao estorno de provisão de gastos com o inventário físico de ativos (R\$ 17 milhões), nas controladas CPFL Paulista (R\$ 10,0 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 2,1 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 2,0 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 1,1 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,8 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,8 milhão) e CPFL Jaguari (R\$ 0,4 milhão). Esses gastos vinham sendo provisionados em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09, mas não serão integralmente realizados em

2011, devendo ocorrer em 2012.

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T11 seria de R\$ 372 milhões e o PMSO do 3T10 seria de R\$ 348 milhões, um aumento de 6,8% (R\$ 24 milhões), em comparação ao IGP-M de 7,5% (últimos 12 meses).

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 6,1% (R\$ 9 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo de 2011 (R\$ 7 milhões) e à expansão das atividades da CPFL Atende e da CPFL Serviços (R\$ 1 milhão).
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 29,6% (R\$ 6 milhões), devido principalmente aos aumentos nas controladas:
 - ✓ CPFL Paulista (R\$ 4,7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 2,9 milhões) e outras aquisições de materiais (R\$ 2,0 milhões);
 - ✓ RGE (R\$ 1,6 milhão), decorrente principalmente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,7 milhão), com ferramentas e equipamentos de segurança (R\$ 0,6 milhão) e dos reajustes de preços;
 - ✓ CPFL Piratininga (R\$ 0,8 milhão), decorrente principalmente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,3 milhão) e outras aquisições de materiais (R\$ 0,2 milhão).
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 3,9% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos aumentos nas controladas:
 - ✓ CPFL Paulista (R\$ 7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com serviços de empreitada global (R\$ 2 milhões), consultoria (R\$ 2 milhões), manutenção de hardware/software (R\$ 2 milhões), e leitura, entrega e cobrança de conta de energia (R\$ 1 milhão). Dos gastos com serviços de terceiros da CPFL Paulista, R\$ 6 milhões foram prestados por empresas do Grupo e portanto, eliminados na Consolidação;
 - ✓ RGE (R\$ 7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com manutenção de hardware/software (R\$ 5 milhões) e com consultoria (R\$ 2 milhões). Dos gastos com serviços de terceiros da RGE, R\$ 1 milhão foi eliminado na Consolidação;
 - ✓ CPFL Piratininga: aumento dos gastos com consultoria (R\$ 1 milhão), e entrega de conta de energia (R\$ 1 milhão);
 - ✓ CPFL Brasil (R\$ 4 milhões), devido às operações da CPFL Total. Dos gastos com serviços de terceiros da CPFL Brasil, R\$ 1 milhão foi eliminado na Consolidação;
 - ✓ CPFL Serviços (R\$ 3 milhões), decorrente dos serviços prestados nas construções das usinas de biomassa e dos parques eólicos do Grupo CPFL;
 - ✓ CPFL Geração: aumento dos gastos com consultoria (R\$ 2 milhões).

O aumento dos gastos com serviços de terceiros foi parcialmente compensado pelo maior volume de eliminações ocorridas na consolidação (R\$ 21 milhões).
- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 6,2% (R\$ 4 milhões), devido principalmente à redução, **no 3T10**, das despesas de provisão para crédito de liquidação duvidosa da RGE, causada pela recuperação de incobráveis do contas a receber (R\$ 5 milhões).

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 17,0% (R\$ 29 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Despesa adicional na CPFL Geração, devido à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 17 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 4 milhões);
- (ii) Adicional da CPFL Renováveis (R\$ 8 milhões).

3.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram um estorno de custo de R\$ 70 milhões no 3T10 e de R\$ 71 milhões no 3T11 (impacto no EBITDA). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

3.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 3T11 foi de R\$ 956 milhões, registrando um aumento de 24,6% (R\$ 188 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 857 milhões no 3T10 e de R\$ 996 milhões no 3T11, um aumento de 16,2% (R\$ 139 milhões).

3.6) Resultado Financeiro

No 3T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 205 milhões, um aumento de 180,7% (R\$ 132 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 73 milhões registrada no 3T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 109,6% (R\$ 222 milhões), passando de R\$ 203 milhões no 3T10 para R\$ 425 milhões no 3T11, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 146 milhões), devido: (i) ao aumento do saldo do endividamento; (ii) ao aumento do CDI, de 2,6% no 3T10 para 3,0% no 3T11 (R\$ 35 milhões); e (iii) ao efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 32 milhões);
 - (ii) Despesa financeira adicional (R\$ 42 milhões) decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 28,5 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 13,3 milhões);
 - (iii) Despesa financeira adicional (R\$ 12 milhões) advinda da CPFL Renováveis.
- Receitas Financeiras: aumento de 69,6% (R\$ 90 milhões), passando de R\$ 130 milhões no 3T10 para R\$ 220 milhões no 3T11, devido principalmente ao aumento da renda de aplicações financeiras (R\$ 95 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.

3.7) Lucro Líquido

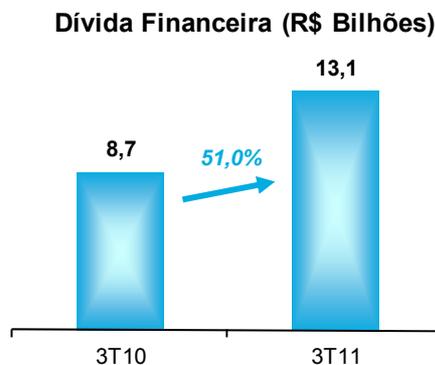
No 3T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 379 milhões, aumento de 8,1% (R\$ 28 milhões).

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 3T11 seria de R\$ 369 milhões, aumento de 7,1% (R\$ 25 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 344 milhões do 3T10.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 401 milhões no 3T10 e no 3T11, não apresentando variação.

4) ENDIVIDAMENTO

4.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 13.129 milhões no 3T11, aumento de 51,0%. Os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira foram:

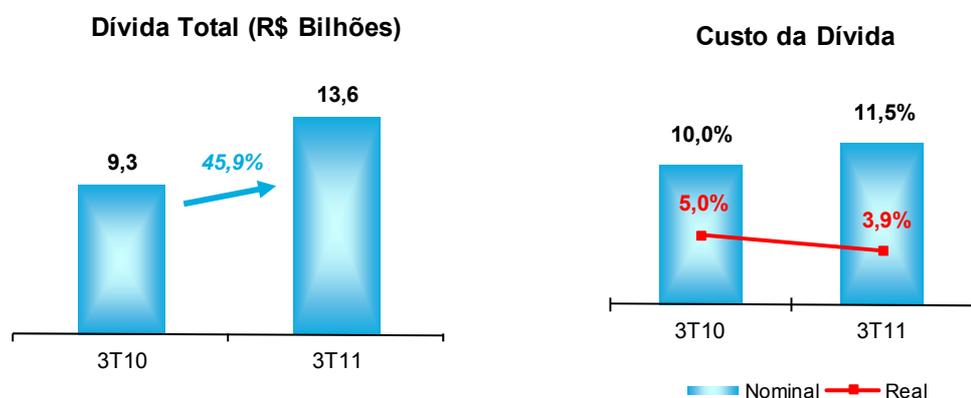
- CPFL Brasil, CPFL Geração, CPFL Renováveis e Empreendimentos de Geração Convencional: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 1.669 milhões, com destaque para:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.320 milhões), CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões), Epasa (2ª Emissão de R\$ 204 milhões e 3ª Emissão de R\$ 66 milhões) e Enercan (R\$ 53 milhões), para rolagem de dívidas, financiamento dos investimentos e aquisição do *equity* da Jantus;
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (R\$ 316 milhões);
 - + Captação de financiamento, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões);
 - + Captação de linha de capital de giro por Foz do Chapecó (R\$ 25 milhões);
 - + Captação de financiamento junto ao BNB pela Epasa (R\$ 6 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (1ª Emissão de R\$ 146 milhões e 2ª Emissão de R\$ 66 milhões), CPFL Geração (2ª Emissão de R\$ 425 milhões), CPFL Brasil (1ª Emissão de R\$ 165 milhões) e Baesa (R\$ 6 milhões);
 - Amortização de linha de capital de giro pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões);

- Amortização de empréstimo com o BID pela Enercan (R\$ 51 milhões);
- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Ceran (R\$ 54 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), CPFL Geração (R\$ 26 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 8 milhões).
- CPFL Energia e Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 1.902 milhões, com destaque para:
 - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 952 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 336 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 7 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 7 milhões);
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (5ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (4ª Emissão de R\$ 280 milhões e 5ª Emissão de R\$ 160 milhões), RGE (5ª Emissão de R\$ 70 milhões) e CPFL Santa Cruz (1ª Emissão de R\$ 65 milhões), para rolagem de dívidas e financiamento dos investimentos;
 - + Captações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 150 milhões), RGE (R\$ 56 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 19 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 18 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 9 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 7 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 6 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 3 milhões);
 - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 158 milhões;
 - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (1ª Emissão de R\$ 200 milhões e 4ª Emissão de R\$ 280 milhões), RGE (2ª Emissão de R\$ 29 milhões e 4ª Emissão de R\$ 185 milhões), CPFL Paulista (4ª Emissão de R\$ 110 milhões), CPFL Leste Paulista (1ª Emissão de R\$ 24 milhões), CPFL Sul Paulista (1ª Emissão de R\$ 16 milhões) e CPFL Jaguari (1ª Emissão de R\$ 10 milhões).
- Endividamento proveniente da criação da CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 517 milhões.

Dívida Financeira - 3T11 (R\$ Mil)								
	Encargos		Principal		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
Moeda Nacional								
BNDES - Repotenciação	35	-	3.690	5.725	3.725	5.725	9.450	
BNDES - Investimento	15.172	-	465.111	3.325.693	480.283	3.325.693	3.805.976	
BNDES - Outros	29	-	2.077	4.633	2.106	4.633	6.740	
BNDES - Capital de Giro	765	-	111.129	64.710	111.894	64.710	176.603	
Instituições Financeiras	106.789	16.118	244.971	1.465.861	351.760	1.481.979	1.833.739	
Outros	793	-	25.066	51.926	25.859	51.926	77.785	
Sub-Total	123.583	16.118	852.044	4.918.548	975.627	4.934.666	5.910.293	
Moeda Estrangeira								
Instituições Financeiras	24.272	-	504.363	1.684.949	528.635	1.684.949	2.213.584	
Sub-Total	24.272	-	504.363	1.684.949	528.635	1.684.949	2.213.584	
Debêntures								
CPFL Energia	3.768	-	150.000	300.000	153.768	300.000	453.768	
CPFL Paulista	47.653	-	213.333	908.925	260.986	908.925	1.169.911	
CPFL Piratininga	23.337	-	-	418.421	23.337	418.421	441.759	
RGE	18.596	-	126.667	323.002	145.263	323.002	468.265	
CPFL Santa Cruz	2.677	-	-	64.682	2.677	64.682	67.359	
CPFL Brasil	58.502	-	-	1.315.397	58.502	1.315.397	1.373.899	
CPFL Geração	46.690	-	-	940.470	46.690	940.470	987.160	
EPASA	15.848	-	104.417	98.784	120.265	98.784	219.049	
BAESA	648	-	5.734	22.937	6.382	22.937	29.319	
ENERCAN	309	-	2.708	48.822	3.017	48.822	51.839	
Sub-Total	218.028	-	602.859	4.441.440	820.887	4.441.440	5.262.327	
Dívida Financeira	365.883	16.118	1.959.266	11.044.937	2.325.148	11.061.056	13.386.204	
Hedge	-	-	-	-	(256.791)	(181)	(256.972)	
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	2.068.357	11.060.875	13.129.232	
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	15,8%	84,2%	100%	

Ainda em relação à dívida financeira, é importante destacar que R\$ 11.061 milhões (84,2% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 2.068 milhões (15,8% do total) são considerados de curto prazo.

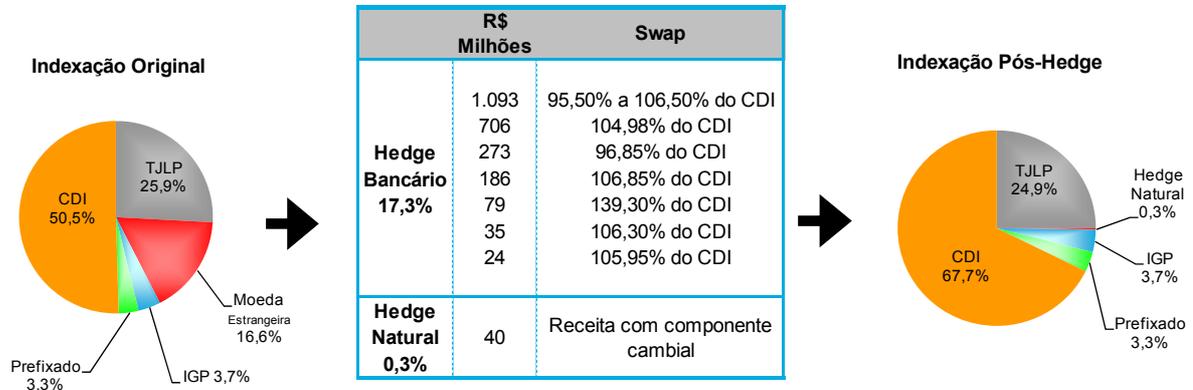
4.2) Dívida Total (Dívida Financeira + Hedge + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 13.616 milhões no 3T11, aumento de 45,9%. O seu custo médio nominal passou de 10,0% a.a., no 3T10, para 11,5% a.a., no 3T11, em função do aumento do CDI (de 9,2% para 11,5%). Já o seu custo médio real passou de 5,0% a.a., no 3T10, para 3,9% a.a., no 3T11, em função do aumento do IPCA (de 4,7% para 7,3%). (taxas

acumuladas nos últimos 12 meses)

Perfil da Dívida – 3T11



Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 58,6%, no 3T10, para 67,7%, no 3T11) e prefixadas (de 2,3%, no 3T10, para 3,3%, no 3T11), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas à TJLP (de 30,6%, no 3T10, para 24,9%, no 3T11) e ao IGP-M/IGP-DI (de 7,5%, no 3T10, para 3,7%, no 3T11).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 16,6% e 25,9%, 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 0,3% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 24,9%, respectivamente.

4.3) Dívida Líquida Ajustada

R\$ Mil	3T11	3T10	Var.
Dívida Total	(13.616.393)	(9.332.878)	45,9%
(+) Disponibilidades	4.274.619	1.140.304	274,9%
(+) Depósito Judicial ⁽¹⁾	581.760	474.456	22,6%
(=) Dívida Líquida Ajustada	(8.760.014)	(7.718.118)	13,5%

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

No 3T11, a dívida líquida ajustada atingiu R\$ 8.760 milhões, um aumento de 13,5% (R\$ 1.042 milhões).

A Companhia encerrou o 3T11 com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,43x. Se ajustarmos o EBITDA e expurgarmos os saldos de dívidas da CPFL Renováveis, relacionadas às UTEs Bio Formosa e Bio Buriti, que iniciaram recentemente operações, e UTEs Bio Ipê e Bio Pedra, e Parque Eólico Santa Clara, que encontram-se em fase de construção, e ainda não geraram EBITDA para o grupo, a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 2,29x.

5) INVESTIMENTOS

No 3T11, foram realizados investimentos de R\$ 465 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 305 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 153 milhões à geração e R\$ 7 milhões à comercialização e serviços de valor agregado (SVA). Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.202 milhões de investimentos no 9M11, dos quais R\$ 741 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 449 milhões à geração (R\$ 339 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 12 milhões à comercialização e serviços de valor agregado (SVA).

Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T11 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infra-estrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;
- (ii) Geração: foram destinados principalmente às UTEs Bio Formosa e Bio Buriti, empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTEs Bio Ipê, Bio Pedra, Alvorada e Coopcana, PCH Salto Góes e Parques Eólicos Santa Clara, Macacos I e Campo dos Ventos II, empreendimentos em construção.

6) FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa Consolidado (R\$ mil)		
	3T11	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.402.948	1.140.304
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	577.268	2.271.980
Depreciação e Amortização	196.049	777.693
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	402.110	1.034.289
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(223.109)	(724.410)
Encargos de Dívidas Pagos	(185.906)	(728.567)
Outros	63.446	(290.079)
	252.590	68.926
Total de Atividades Operacionais	829.858	2.340.906
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(464.852)	(1.778.810)
Outros	270.096	285.710
Total de Atividades de Investimentos	(194.756)	(1.493.100)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.420.990	5.816.182
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(1.434.346)	(2.287.010)
Dividendos Pagos	(750.075)	(1.240.371)
Outros	-	(2.292)
Total de Atividades de Financiamento	(763.431)	2.286.509
Geração de Caixa	(128.329)	3.134.315
Saldo Final do Caixa - 30/09/2011	4.274.619	4.274.619

O saldo final do caixa no 3T11 atingiu R\$ 4.275 milhões, representando uma redução de 2,9% (R\$ 128 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\$ 830 milhões.
- Redução do saldo do caixa:
 - (i) Investimentos (soma das contas “Aquisições de Imobilizado” e “Adições de Intangível”), no montante de R\$ 465 milhões (detalhados no item 5, “Investimentos”);
 - (ii) Amortizações de principal de empréstimos e debêntures, que superou em R\$ 13 milhões as captações;
 - (iii) Pagamento de dividendos referentes ao 1S11, no montante de R\$ 750 milhões.

7) DIVIDENDOS

Em 30 de setembro de 2011, foi efetuado o pagamento dos dividendos intermediários, referentes ao 1S11, aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA). O valor total declarado foi de R\$ 748 milhões, equivalentes a R\$ 0,777023176 por ação e correspondentes a 100% do lucro líquido atribuído aos acionistas controladores no período.

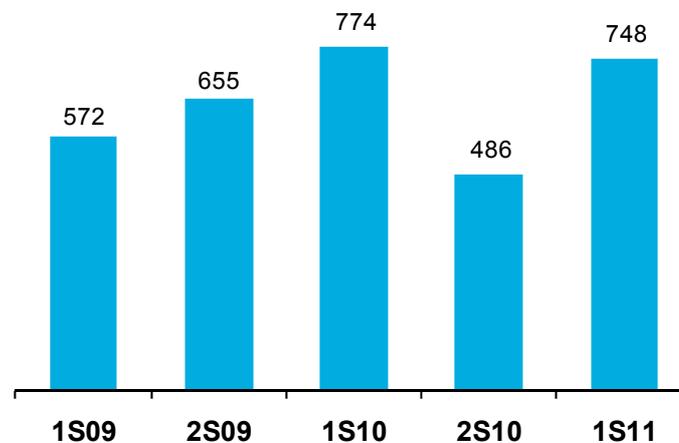
Em 12 de outubro de 2011, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 1S11 aos detentores de ADRs, negociados na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 0,8237 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S09	2S09	1S10	2S10	1S11
<i>Dividend Yield</i> - últimos 12 meses ⁽¹⁾	7,6%	7,9%	8,6%	6,9%	6,0%

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

O *dividend yield* referente ao 1S11, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 22,05 por ação) é de 3,5% (6,0% 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.

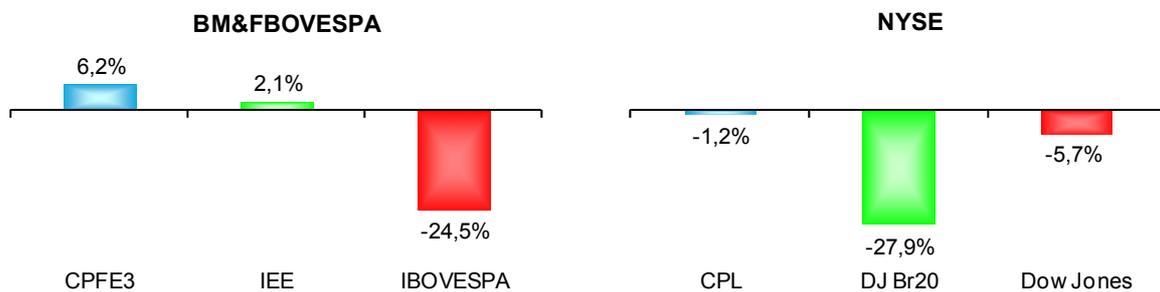
8) MERCADO DE CAPITAIS

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), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

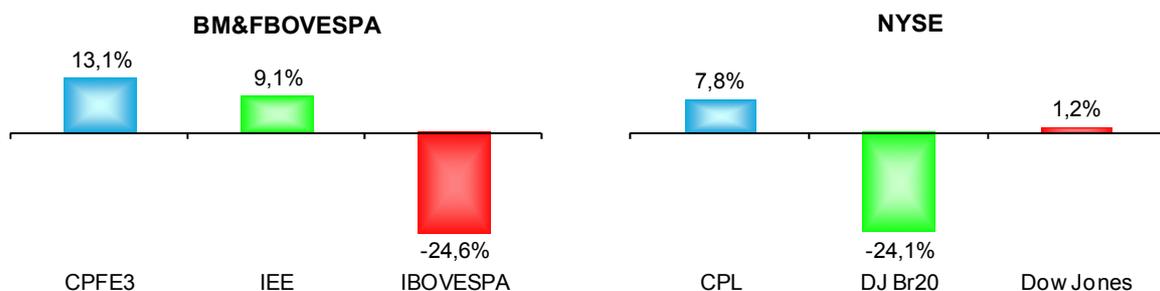
As ações encerraram o semestre cotadas a R\$ 20,63 por ação e US\$ 22,15 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/09/2011).

Desempenho das Ações – 9M11 (com proventos)



No 9M11, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 6,2% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 1,2% na NYSE, performance superior à dos principais índices de mercado.

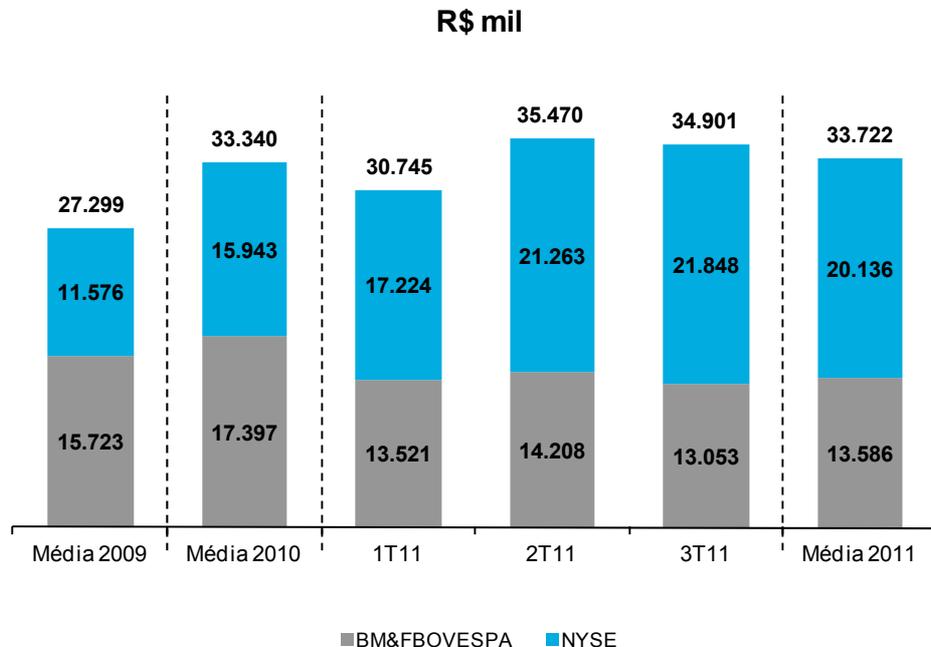
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 13,1% na BM&FBOVESPA e de 7,8% na NYSE, também superando os principais índices de mercado.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 9M11 foi de R\$ 33,7 milhões, sendo R\$ 13,6 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 20,1 milhões na NYSE, representando um aumento de 1,1% em relação a 2010. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 27,0%, passando de uma média diária de 1.406 negócios, em 2010, para 1.786 negócios, no 9M11.



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

8.3) Ratings

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

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

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

Nota: Considera a posição ao final do período.

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.

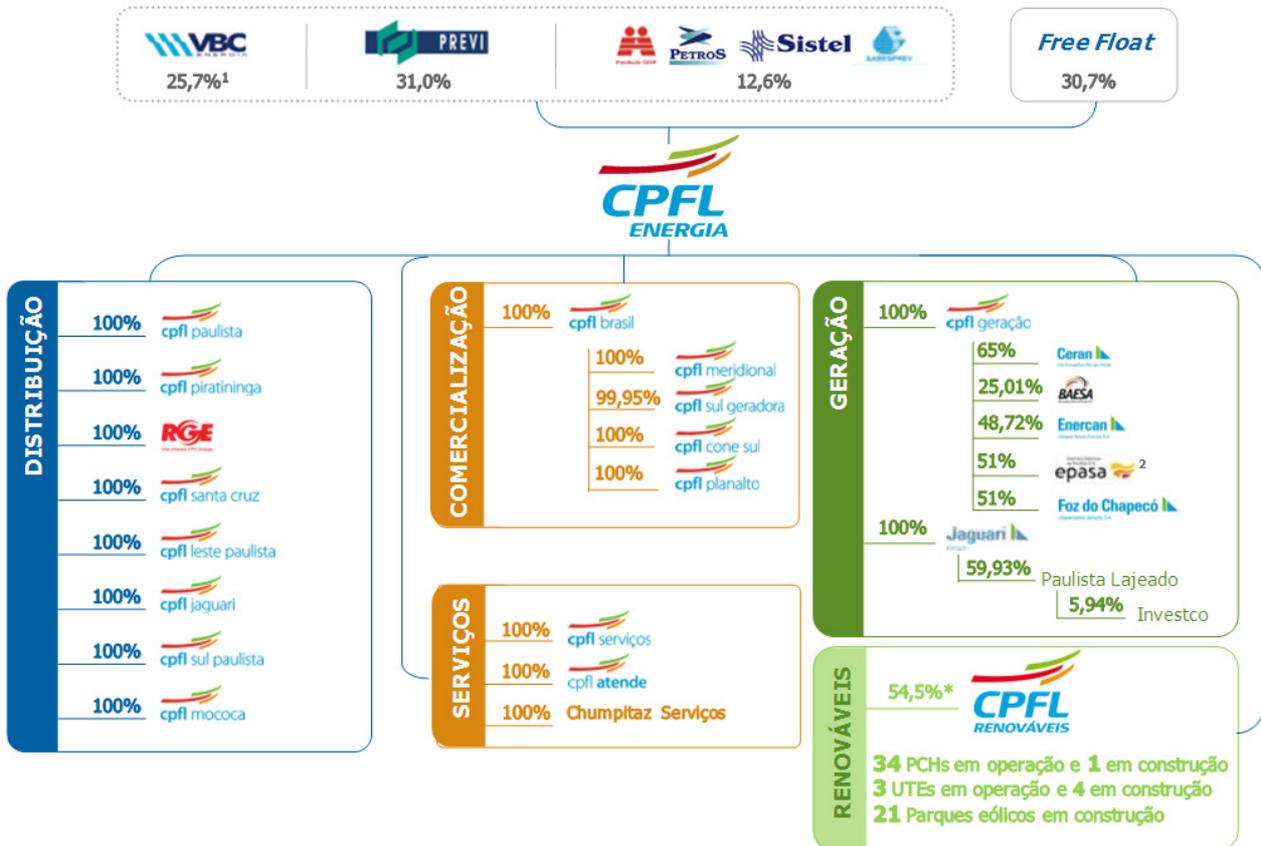
O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são formadas Comissões *ad hoc* que assessoram o Conselho de Administração 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.

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/09/2011

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



Notas: Acionistas controladores

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

(2) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;

(*) Pro forma - CPFL Energia detém 54,5% de participação na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração com 43,6482% e da CPFL Brasil com 10,8518% (sem empreendimentos da SIIF).

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Mil)						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	4.369.268	4.029.752	8,4%	12.521.290	11.736.179	6,7%
Receita Operacional Líquida	2.855.460	2.671.168	6,9%	8.135.028	7.719.665	5,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.654.965)	(1.574.504)	5,1%	(4.622.757)	(4.444.822)	4,0%
Custos e Despesas Operacionais	(681.682)	(670.522)	1,7%	(1.966.940)	(1.740.791)	13,0%
Resultado do Serviço	518.812	426.141	21,7%	1.545.331	1.534.051	0,7%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	583.708	490.427	19,0%	1.748.941	1.723.668	1,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	652.658	580.006	12,5%	ND	ND	ND
Resultado Financeiro	(92.369)	(13.171)	601,3%	(166.963)	(42.524)	292,6%
Lucro antes da Tributação	426.443	412.970	3,3%	1.378.369	1.491.527	-7,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	284.463	274.739	3,5%	935.294	1.009.819	-7,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	325.520	324.576	0,3%	ND	ND	ND

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.
- (4) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.6.

ND = Não disponível.

Receita Operacional

A receita operacional bruta no 3T11 atingiu R\$ 4.369 milhões, representando um aumento de 8,4% (R\$ 340 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 4.055 milhões, um crescimento de 8,6% (R\$ 321 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.514 milhões, representando um aumento de 11,4% (R\$ 155 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 105 milhões); (ii) aumento dos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 41 milhões); (iii) aumento dos valores referentes ao Proinfra (R\$ 37 milhões); e (iv) aumento da RGR (R\$ 4 milhões). O aumento nas deduções da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução do valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 32 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.855 milhões no 3T11, representando um aumento de 6,9% (R\$ 184 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.541 milhões, um crescimento de 7,0% (R\$ 166 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 3,0% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 7,2% (R\$ 22 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 25,3% (R\$ 8 milhões) nas outras receitas.

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\$ 1.655 milhões no 3T11, representando um aumento de 5,1% (R\$ 80 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 3T11 foi de R\$ 1.318 milhões, o que representa um aumento de 1,4% (R\$ 18 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 45,2 milhões), devido ao aumento de 14,5% (1.022 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 9,0% preço médio de compra. Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento **não-recorrente** referente à re-contabilização do custo de energia da Epasa em 2010 (R\$ 12 milhões).

Parcialmente compensando:

- (i) Redução no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 16,1 milhões), devido à redução de 52,0% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 30,7% (210 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 8,0 milhões), principalmente decorrente da redução de 3,5% no preço médio de compra (redução de 7,95% na taxa média de câmbio do 3T11, em comparação com o 3T10). Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento de 0,3% (9 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Redução no custo com PROINFA (R\$ 2,2 milhões), devido à redução de 38,2% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 54,1% (83 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 1,1 milhão).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 337 milhões no 3T11, aumento de 22,8% (R\$ 63 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos da rede básica (R\$ 42 milhões), devido principalmente aos aumentos na CPFL Paulista (R\$ 22,6 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 12,6 milhões);
 - (ii) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18 milhões);
 - (iii) Aumento nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 4 milhões);
 - (iv) Aumento nos encargos de Itaipu (R\$ 4 milhões).

Parcialmente compensando:

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

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 682 milhões no 3T11, registrando um aumento de 1,7% (R\$ 11 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 6,3% (R\$ 19 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 314 milhões no 3T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”;

- PMSO, item que atingiu R\$ 303 milhões no 3T11, registrando uma redução de 2,6% (R\$ 8 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T10):
 - (i) Redução nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Paulista, devido ao **aumento não-recorrente no 3T10**, decorrente do registro de provisão para contingência trabalhista referente a um acordo judicial celebrado com o Sindicato dos Engenheiros de São Paulo (R\$ 20 milhões);
 - (ii) Efeito **não-recorrente** referente ao estorno de provisão de gastos com o inventário físico de ativos (R\$ 17 milhões), nas controladas CPFL Paulista (R\$ 10,0 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 2,1 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 2,0 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 1,1 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,8 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,8 milhão) e CPFL Jaguari (R\$ 0,4 milhão). Esses gastos vinham sendo provisionados em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09, mas não serão integralmente realizados em 2011, devendo ocorrer em 2012.

Compensando parcialmente:

- (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal referente ao complemento do PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada, devido às adesões adicionais (R\$ 3 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T11 seria de R\$ 317 milhões e o PMSO do 3T10 seria de R\$ 290 milhões, um aumento de 9,5% (R\$ 28 milhões).

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

- (i) Gastos com material, que registraram aumento de 46,6% (R\$ 8 milhões), devido principalmente aos aumentos:
 - ✓ CPFL Paulista (R\$ 4,7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 2,9 milhões) e outras aquisições (R\$ 2,0 milhões);
 - ✓ RGE (R\$ 1,6 milhão), decorrente principalmente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,7 milhão), com ferramentas e equipamentos de segurança (R\$ 0,6 milhão) e dos reajustes de preços;
 - ✓ CPFL Piratininga (R\$ 0,8 milhão), decorrente principalmente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,3 milhão) e outras aquisições (R\$ 0,2 milhão).
- (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 17,3% (R\$ 16 milhões), devido principalmente seguintes fatores:
 - ✓ CPFL Paulista (R\$ 7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com serviços de empreitada global (R\$ 2 milhões), consultoria (R\$ 2 milhões), manutenção de hardware/software (R\$ 2 milhões), e leitura, entrega e cobrança de conta de energia (R\$ 1 milhão). Dos gastos com serviços de terceiros da CPFL Paulista, R\$ 6 milhões foram eliminados na Consolidação;
 - ✓ RGE (R\$ 7 milhões), decorrente do aumento dos gastos com manutenção de hardware/software (R\$ 5 milhões) e com consultoria (R\$ 2 milhões). Dos gastos com serviços de terceiros da RGE, R\$ 1 milhão foi eliminado na Consolidação;
 - ✓ CPFL Piratininga: aumento dos gastos com consultoria (R\$ 1 milhão), e entrega de conta de energia (R\$ 1 milhão).
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 8,6% (R\$ 4 milhões), devido à redução, **no 3T10**, das despesas de provisão para crédito de

liquidação duvidosa da RGE, causada pela recuperação de incobráveis do contas a receber (R\$ 5 milhões).

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 1,0% (R\$ 1 milhão).

Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram um estorno de custo de R\$ 70 milhões no 3T10 e de R\$ 71 milhões no 3T11 (impacto no EBITDA). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 3T11 foi de R\$ 584 milhões, registrando um aumento de 19,0% (R\$ 93 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 580 milhões no 3T10 e de R\$ 653 milhões no 3T11, um aumento de 12,5% (R\$ 73 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 92 milhões, um aumento de 601,3% (R\$ 79 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 13 milhões registrada no 3T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 117,6% (R\$ 117 milhões), passando de R\$ 99 milhões no 3T10 para R\$ 216 milhões no 3T11. Essa variação é decorrente principalmente do aumento nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 105 milhões), devido: (i) ao aumento do saldo do endividamento; (ii) ao aumento do CDI, de 2,6% no 3T10 para 3,0% no 3T11 (R\$ 18 milhões); e (iii) ao efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 32 milhões).
- Receitas Financeiras: aumento de 43,8% (R\$ 38 milhões), passando de R\$ 86 milhões no 3T10 para R\$ 124 milhões no 3T11, devido principalmente ao aumento da renda de aplicações financeiras (R\$ 30 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.

Lucro Líquido

No 3T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 284 milhões, aumento de 3,5% (R\$ 10 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 325 milhões no 3T10 e de R\$ 326 milhões no 3T11, um aumento de 0,3% (R\$ 1 milhão).

11.1.2) Revisão Tarifária

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

Nota: (1) Data prorrogada pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011.

11.1.2.1) CPFL Piratininga

Em 18 de outubro de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, a Aneel prorrogou a vigência das tarifas da CPFL Piratininga até a conclusão da Audiência Pública AP040, para definição da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica. Nos dias 8 e 9 de novembro, em reunião de Diretoria da ANEEL, a quase totalidade dos itens que compõem a metodologia do 3º Ciclo foram aprovados, restando somente o item “Outras Receitas” para ser votado no dia 22 de novembro. Dessa forma, o processo de aplicação da metodologia só deverá ocorrer em 2012.

Principais alterações para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica:

- **Custos operacionais:** Não há mais empresa de referência, mas os custos definidos no ciclo anterior (2º Ciclo) serão atualizados revertendo para a modicidade tarifária os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras. Complementarmente, será feita uma avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Se houver diferença entre os dois resultados, será definida uma trajetória de custos operacionais por meio do Fator X;
- **Taxa de Retorno (WACC):** Caiu de 9,95% para 7,5% (real e líquido de impostos). A queda reflete a redução do risco percebido para se investir em distribuição de energia no Brasil e diminuição dos custos de captação de recursos pelas distribuidoras, além de ajustes metodológicos, tais como exclusão do risco regulatório, risco país apurado pela mediana e captura de incentivo fiscal, entre outros.
- **Fator XPd - Componente de Produtividade:** Para se estimar os ganhos de produtividade, será observada a relação histórica entre a expansão do mercado e o crescimento dos custos das distribuidoras. (XPd: ponto central de 1,11%, cálculo ex-ante).
- **Fator XQ - Componente Qualidade:** A metodologia foi mantida, mas as trajetórias serão redefinidas levando-se em consideração os melhores desempenhos alcançados pelas distribuidoras. As empresas que tiverem um melhor desempenho terão um maior benefício e menor penalidade. O inverso ocorre para as empresas que tiverem um pior desempenho de qualidade, sempre comparado com o histórico da própria empresa. (Para XQ = 0, variação nos índices de qualidade DEC e FEC entre -5% e + 5%)
- **Fator Xt – Trajetória:** Aplicado se os custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados

pelos ganhos de produtividade, não estiverem contidos no intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking (XT limitado a +/- 2%).

- **Outras receitas:** Tema com previsão de ser apreciado pela Aneel em 22/11/2011.

Receitas Irrecuperáveis: será considerada a inadimplência por classe de consumo e sobre encargos setoriais, com limite determinado pela Aneel.

11.1.3) Reajuste Tarifário

Datas dos Reajustes Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Piratininga	23 de outubro
CPFL Santa Cruz	3 de fevereiro
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro
CPFL Jaguari	3 de fevereiro
CPFL Sul Paulista	3 de fevereiro
CPFL Mococa	3 de fevereiro
CPFL Paulista	8 de abril
RGE	19 de junho

11.1.3.1) CPFL Piratininga

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

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

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

11.1.3.3) CPFL Paulista

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

11.1.3.4) RGE

Em 14 de junho de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.153, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 17,21%, sendo 8,58% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,63% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 6,74% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2011 e vigorarão até 18 de junho de 2012.

11.1.3.5) Tabela com Reajustes

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

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa	CPFL Paulista	RGE
Vigência >>>>>	23/10/2010	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	08/04/2011	19/06/2011
IRT Econômico	8,59%	8,01%	6,42%	5,22%	6,57%	6,84%	6,11%	8,58%
Componentes Financeiros	1,52%	15,61%	1,34%	0,25%	1,45%	2,66%	1,26%	8,63%
IRT Total	10,11%	23,61%	7,76%	5,47%	8,02%	9,50%	7,38%	17,21%

11.2) Segmento de Comercialização e Serviços (exclusive CPFL Renováveis)

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (R\$ Mil)			
	3T11 ⁽²⁾	3T10 ⁽³⁾	Var.
Receita Operacional Bruta	542.683	568.297	-4,5%
Receita Operacional Líquida	480.126	507.914	-5,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	61.108	81.434	-25,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	33.929	54.857	-38,2%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;
- (2) Exclui CPFL Renováveis;
- (3) Valores reportados antes da associação da CPFL Energia com a ERSA. Inclui, portanto, os ativos que, antes da referida associação, eram consolidados dentro do segmento de Comercialização e Serviços.

Receita Operacional

No 3T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 543 milhões, representando uma redução de 4,5% (R\$ 26 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 480 milhões, representando uma redução de 5,5% (R\$ 28 milhões).

EBITDA

No 3T11, o EBITDA atingiu R\$ 61 milhões, redução de 25,0% (R\$ 20 milhões).

Lucro Líquido

No 3T11, o lucro líquido foi de R\$ 34 milhões, redução de 38,2% (R\$ 21 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis)

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Mil)			
	3T11 ⁽⁴⁾	3T10 ⁽⁵⁾	Var.
Receita Operacional Bruta	387.102	314.850	22,9%
Receita Operacional Líquida	359.873	295.516	21,8%
Custo com Energia Elétrica	(21.245)	(65.437)	-67,5%
Custos e Despesas Operacionais	(105.504)	(72.890)	44,7%
Resultado do Serviço	233.123	157.189	48,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	296.132	201.085	47,3%
EBITDA (IFRS - Não-recorrentes)⁽²⁾	266.696	201.085	32,6%
Resultado Financeiro	(115.592)	(59.662)	93,7%
Lucro antes da Tributação	117.531	97.528	20,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	82.880	60.807	36,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS - Não-recorrentes)⁽³⁾	63.452	60.807	4,3%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS – Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, a exclusão dos efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS – Não-Recorrentes) exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) Exclui CPFL Renováveis;
- (5) Valores reportados antes da associação da CPFL Energia com a ERSA.. Inclui, portanto, os ativos que, antes da referida associação, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

Receita Operacional

No 3T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 387 milhões, representando um aumento de 22,9% (R\$ 72 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 360 milhões, representando um aumento de 21,8% (R\$ 64 milhões).

Essa variação deve-se principalmente à receita adicional líquida, no valor de R\$ 100 milhões, decorrente: (i) do **efeito não-recorrente** referente à re-contabilização da diferença do custo de energia da Epasa em 2010 (R\$ 29 milhões); e (ii) do início das operações da UHE Foz do Chapecó, em outubro de 2010, e das 2 termelétricas da Epasa, em janeiro de 2011 (R\$ 71 milhões).

O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução decorrente da reestruturação societária: algumas empresas que, **no 3T10**, eram consolidadas dentro segmento de geração, passaram a ser consolidadas dentro da CPFL Renováveis.

É importante lembrar que parte das vendas desses empreendimentos é feita para empresas do Grupo.

Custo com Energia Elétrica

No 3T11, o custo com energia elétrica foi de R\$ 21 milhões, representando uma redução de 67,5% (R\$ 44 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Epasa: incremento de despesas, **no 3T10**, de R\$ 44 milhões com a aquisição de energia (277 GWh), para honrar compromissos assumidos, enquanto não iniciava as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba;
- UHE Foz do Chapecó: incremento de despesas, **no 3T10**, de R\$ 8 milhões com a aquisição

de energia, para honrar compromissos assumidos.

O aumento do custo com energia elétrica foi parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão relativos à UHE Foz do Chapecó (R\$ 6 milhões) e à Epasa (R\$ 2 milhões), devido à entrada em operação das usinas.

Custos e Despesas Operacionais

No 3T11, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 106 milhões, representando um aumento de 44,7% (R\$ 33 milhões), devido principalmente ao aumento do:

- PMSO, item que atingiu R\$ 42 milhões no 3T11, registrando um aumento de 46,6% (R\$ 14 milhões), devido principalmente ao seguinte fator (que deve ser expurgado para fins de melhor comparação com o 3T10): entrada em operação da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 7 milhões).

Desconsiderando o efeito mencionado, o PMSO do 3T11 seria de R\$ 35 milhões e o PMSO do 3T10 seria de R\$ 29 milhões, um aumento de 22,1% (R\$ 6 milhões).

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

- ✓ Gastos com Pessoal, item que atingiu R\$ 9 milhões, um aumento de 4,7% (R\$ 0,4 milhão) devido, entre outros fatores, ao acordo coletivo de 2011;
- ✓ Gastos com Serviços de Terceiros, item que atingiu R\$ 9 milhões, um aumento de 35,5% (R\$ 2,4 milhões), devido principalmente aos seguintes aumentos, na CPFL Geração: (i) gastos com consultoria (R\$ 1,9 milhão); e (ii) reforço do quadro técnico (R\$ 0,5 milhão);
- ✓ Outros Custos/Despesas Operacionais, item que atingiu R\$ 16 milhões, um aumento de 28,9% (R\$ 3,6 milhões), devido principalmente ao aumento das despesas com *royalties* nas controladas Ceran, e Enercan (R\$ 2,4 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 44,0% (R\$ 19 milhões), devido principalmente à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 17 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 4 milhões).

EBITDA

No 3T11, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 296 milhões, aumento de 47,3% (R\$ 95 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 201 milhões no 3T10 e de R\$ 267 milhões no 3T11, um aumento de 32,6% (R\$ 66 milhões).

Resultado Financeiro

No 3T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 116 milhões, representando um aumento de 93,8% (R\$ 56 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 17 milhões no 3T10 para R\$ 19 milhões no 3T11 (aumento de R\$ 2 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras, reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.
- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 77 milhões no 3T10 para R\$ 135 milhões no 3T11 (aumento de R\$ 58 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais, devido: (i) ao aumento do saldo do endividamento; e (ii) ao aumento do CDI, de

2,6% no 3T10 para 3,0% no 3T11;

- (ii) Despesa financeira adicional (R\$ 42 milhões) decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 28,5 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 13,3 milhões).

Lucro Líquido

No 3T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 83 milhões, aumento de 36,3% (R\$ 22 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 61 milhões no 3T10 e de R\$ 63 milhões no 3T11, um aumento de 4,3% (R\$ 3 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (R\$ Mil)			
	3T11 ⁽²⁾	3T10 ⁽³⁾	Var.
Receita Operacional Bruta	50.880	31.873	59,6%
Receita Operacional Líquida	48.432	28.018	72,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.134)	(2.407)	71,8%
Custos e Despesas Operacionais	(31.024)	(779)	3884,0%
Resultado do Serviço	13.274	24.832	-46,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	21.265	14.409	47,6%
Resultado Financeiro	3.113	ND	ND
Lucro antes da Tributação	16.386	ND	ND
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	12.574	ND	ND

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;
 (2) O 3T11 inclui somente os meses de agosto e setembro de 2011;
 (3) **DRE pro-forma elaborado apenas para fins de comparação com o 3T11.**

Principais impactos da CPFL Renováveis sobre o Desempenho Econômico-Financeiro da CPFL Energia no 3T10:

Receita Operacional

No 3T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 51 milhões, representando um aumento de 59,6% (R\$ 20 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 48 milhões, representando um aumento de 72,9% (R\$ 20 milhões). Essa variação deve-se principalmente ao aumento, no valor de R\$ 27 milhões, decorrente:

- Dos novos ativos, resultantes da associação da CPFL Energia com a ERSA;
- Da entrada em operação da UTE Biomassa Baldin, em agosto de 2010, e da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011; e
- Dos reajustes de preços dos outros ativos que eram antes CPFL Geração.

Custos e Despesas Operacionais

No 3T11, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 31 milhões, representando um

aumento R\$ 30 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO adicional da CPFL Renováveis, referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA (R\$ 21 milhões);
- Depreciação e Amortização adicional referente à CPFL Renováveis (R\$ 8 milhões).

EBITDA

No 3T11, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 21 milhões, aumento de 47,6% (R\$ 7 milhões).

O EBITDA adicional da CPFL Renováveis, referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA, foi de R\$ 5 milhões.

Resultado Financeiro

A despesa financeira adicional advinda da CPFL Renováveis foi de R\$ 12 milhões.

Lucro Líquido

No 3T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 13 milhões.

O lucro líquido adicional da CPFL Renováveis, referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA, foi de R\$ 13 milhões.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração

UTE Bio Formosa – Em Operação

A UTE Bio Formosa, localizada no Estado do Rio Grande do Norte, entrou em operação comercial em 2 de setembro de 2011. Foram investidos R\$ 132 milhões no empreendimento. A potência instalada é de 40 MW e a energia assegurada é de 16 MWmédios. Aproximadamente 70% da energia assegurada (11 MWmédios) foi vendida no Leilão A-5 ocorrido em 2006 (preço: R\$ 179,10/MWh – dezembro de 2010) e a energia restante será vendida para o mercado livre. Estrutura de capital (estimada): 81% BNDES (36% → TJLP + 1,9% a.a. e 64% → 5,5% a.a. pré) e 19% *equity*. Amortização média: 12 anos.

UTE Bio Buriti – Em Operação

A UTE Bio Buriti, localizada em Buritizal (Estado de São Paulo), entrou em operação comercial em 7 de outubro de 2011. Foram investidos R\$ 148 milhões no empreendimento. A potência instalada é de 50 MW e a energia assegurada é de 21 MWmédios (exportada para a CPFL Brasil). Estrutura de capital (estimada): 80% BNDES (36% → TJLP + 1,9% a.a. e 64% → 5,5% a.a. pré) e 20% *equity*. Amortização média: 12 anos.

UTE Bio Ipê

A UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (93% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 4T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 26 milhões. A potência instalada é de 25 MW e a energia assegurada é de 8,4 MWmédios.

Estrutura de capital (estimada): 87% BNDES (74% → TJLP + 1,9% a.a. e 26% → 5,5% a.a. pré) e 13% *equity*. Amortização média: 14 anos.

UTE Bio Pedra

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (45% das obras realizadas – setembro 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 24,4 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 145,48/MWh). Estrutura de capital (estimada): 80% BNDES (26% → TJLP + 1,9% a.a. e 74% → 5,5% a.a. pré) e 20% *equity*. Amortização média: 11 anos.

UTE Alvorada

A UTE Alvorada, localizada em Araporã (Estado de Minas Gerais), encontra-se em fase de construção (6% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 154 milhões. A potência instalada é de 50 MW e a energia assegurada é de 18 MWmédios.

UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí (Estado do Paraná), encontra-se em fase de construção (4% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 1T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 153 milhões. A potência instalada é de 50 MW e a energia assegurada é de 18 MWmédios.

PCH Salto Góes

A PCH Salto Góes, localizada no Estado de Santa Catarina, encontra-se em fase de construção (48% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 1T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 136 milhões. A potência instalada é de 20 MW e a energia assegurada é de 11,1 MWmédios. A energia foi vendida em Leilão (preço: R\$ 151,43/MWh – janeiro de 2011).

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 (30% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A potência instalada é de 188 MW e a energia assegurada é de 76 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 159,00/MWh – dezembro de 2010). Estrutura de capital (estimada): 70% BNDES (TJLP + 1,7% a.a.) e 30% *equity*. Amortização média: 16 anos.

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

Os Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (8% das

obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 374 milhões. A potência instalada é de 78,2 MW e a energia assegurada é de 37,1 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 136,12/MWh – dezembro de 2010).

Parque Eólico Campo dos Ventos II

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, encontra-se em fase de construção (6% das obras realizadas – setembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 30 MW e a energia assegurada é de 14 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 127,22/MWh – dezembro de 2010).

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

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V, Ventos de São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 2T14. O início da construção está condicionado à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 660 milhões. A potência instalada é de 138 MW e a energia assegurada é de 68,5 MWmédios.

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

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Santa Mônica, Santa Úrsula, Ventos de São Benedito e Ventos de São Dimas), localizado no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 2T14. O início da construção está condicionado à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 506 milhões. A potência instalada é de 116 MW e a energia assegurada é de 60,6 MWmédios.

11.4.3) Aquisição da PCH Santa Luzia

Em 17 de agosto de 2011, a CPFL Renováveis emitiu Comunicado ao Mercado informando que adquiriu da PST Energias Renováveis e Participações S.A. 100% das ações da Santa Luzia Energética S.A., detentora da PCH Santa Luzia, com potência instalada de 28,5 MW e energia assegurada de 18 MWmédios, localizada nos municípios de São Domingos e Iguazu, Estado de Santa Catarina. A transferência do controle das ações está condicionada à anuência prévia das instituições competentes, como da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. A PCH Santa Luzia está em operação comercial desde julho de 2011 e a totalidade de sua energia assegurada foi vendida por meio de contratos de longo prazo, sendo 14 MWmédios vendidos no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em 2007 (preço: R\$ 170,00/MWh – junho de 2011) e o restante em um contrato com um cliente livre.

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
ATIVO	30/09/2011	31/12/2010	30/09/2010
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalente de Caixa	4.274.619	1.562.897	1.140.304
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.865.275	1.816.073	1.893.347
Títulos e Valores Mobiliários	44.744	42.533	40.837
Tributos a Compensar	208.659	193.020	178.749
Derivativos	256.791	244	361
Estoques	42.816	24.856	22.158
Arrendamentos	4.443	4.754	4.020
Outros Créditos	444.535	253.812	228.164
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	7.141.882	3.898.190	3.507.940
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	186.685	195.738	180.586
Depósitos Judiciais	1.079.399	890.685	862.071
Títulos e Valores Mobiliários	46.837	72.823	87.453
Tributos a Compensar	166.385	138.966	135.986
Derivativos	224	82	159
Créditos Fiscais Diferidos	1.096.980	1.183.460	1.182.177
Arrendamentos	24.729	26.315	23.830
Ativo Financeiro da Concessão	1.233.886	934.646	825.466
Entidade de Previdência Privada	5.800	5.800	11.743
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	217.932	222.100	282.295
Imobilizado	6.982.472	5.786.465	5.603.183
Intangível	7.122.036	6.584.874	6.416.894
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	18.280.020	16.158.607	15.728.497
TOTAL DO ATIVO	25.421.902	20.056.797	19.236.437

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/09/2011	31/12/2010	30/09/2010
PASSIVO			
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.197.365	1.047.385	1.176.989
Encargos de Dívidas	147.854	40.516	56.379
Encargos de Debêntures	218.028	118.066	114.639
Empréstimos e Financiamentos	1.356.407	578.867	555.373
Debêntures	602.859	1.509.958	1.311.138
Entidade de Previdência Privada	37.967	40.103	43.801
Taxas Regulamentares	145.065	123.541	119.130
Impostos, Taxas e Contribuições	488.434	455.248	524.968
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	21.603	23.813	23.076
Obrigações Estimadas com Pessoal	121.574	58.688	72.093
Derivativos	-	3.982	3.372
Uso do Bem Público	27.212	17.287	16.743
Outras Contas a Pagar	513.208	410.869	401.298
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	4.877.577	4.428.323	4.418.999
NÃO CIRCULANTE			
Encargos de Dívidas	16.118	29.155	17.938
Empréstimos e Financiamentos	6.603.497	4.917.843	4.614.767
Debêntures	4.441.440	2.212.314	2.020.542
Entidade de Previdência Privada	454.993	570.877	605.759
Impostos, Taxas e Contribuições	625	960	1.139
Débitos Fiscais Diferidos	273.286	277.767	280.233
Provisão para Contingências	314.068	291.265	289.017
Derivativos	43	7.883	1.433
Uso do Bem Público	437.301	429.632	420.325
Outras Contas a Pagar	162.967	141.124	194.523
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	12.704.341	8.878.819	8.445.676
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reserva de Capital	16	16	16
Reserva de Lucro	418.665	418.665	341.751
Outras Reservas	86.280	-	-
Dividendo Adicional Proposto	-	486.040	-
Reserva de Avaliação Patrimonial	888.417	795.563	785.351
Lucros (Prejuízos) Acumulados	417.060	-	196.174
	6.603.862	6.493.708	6.116.716
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.236.123	255.948	255.046
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.839.985	6.749.656	6.371.762
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	25.421.902	20.056.797	19.236.437

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T11	3T10	Variação	9M11	9M10	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.824.174	3.482.626	9,81%	11.015.653	10.421.641	5,70%
Suprimento de Energia Elétrica	339.763	348.380	-2,47%	914.567	845.887	8,12%
Receita com construção de infraestrutura	314.135	295.403	6,34%	778.153	698.867	11,34%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	380.015	368.075	3,24%	1.174.968	998.906	17,63%
	4.858.087	4.494.484	8,09%	13.883.340	12.965.301	7,08%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.565.864)	(1.395.609)	12,20%	(4.523.475)	(4.120.142)	9,79%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.292.224	3.098.875	6,24%	9.359.864	8.845.159	5,82%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.278.806)	(1.379.348)	-7,29%	(3.609.063)	(3.723.117)	-3,06%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(356.810)	(286.430)	24,57%	(969.665)	(859.443)	12,82%
	(1.635.616)	(1.665.778)	-1,81%	(4.578.729)	(4.582.560)	-0,08%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(169.265)	(147.737)	14,57%	(527.064)	(441.095)	19,49%
Material	(27.864)	(21.412)	30,13%	(69.400)	(57.626)	20,43%
Serviços de Terceiros	(110.738)	(111.254)	-0,46%	(367.760)	(320.223)	14,84%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(78.438)	(89.599)	-12,46%	(248.107)	(204.120)	21,55%
Custos com construção de infraestrutura	(314.135)	(295.403)	6,34%	(778.153)	(698.867)	11,34%
Entidade de Previdência Privada	22.352	21.800	2,53%	67.056	65.405	2,52%
Depreciação e Amortização	(149.902)	(120.982)	23,90%	(446.017)	(359.051)	24,22%
Amortização do Intangível da Concessão	(46.148)	(46.511)	-0,78%	(138.174)	(139.240)	-0,77%
	(874.137)	(811.098)	7,77%	(2.507.619)	(2.154.817)	16,37%
EBITDA	956.168	767.692	24,55%	2.790.652	2.540.668	9,84%
RESULTADO DO SERVIÇO	782.471	621.999	25,80%	2.273.517	2.107.782	7,86%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	220.146	129.825	69,57%	471.584	332.117	41,99%
Despesas	(425.349)	(202.925)	109,61%	(989.942)	(571.348)	73,26%
	(205.203)	(73.101)	180,71%	(518.358)	(239.231)	116,68%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	577.268	548.898	5,17%	1.755.159	1.868.551	-6,07%
Contribuição Social	(52.966)	(52.641)	0,62%	(163.648)	(178.316)	-8,23%
Imposto de Renda	(145.237)	(145.477)	-0,16%	(452.488)	(491.821)	-8,00%
LUCRO LÍQUIDO	379.064	350.781	8,06%	1.139.022	1.198.414	-4,96%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	368.719	344.148	7,14%	1.116.428	1.182.176	-5,56%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	10.346	6.633	55,98%	22.594	16.238	39,14%

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

12.4) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis) e CPFL Renováveis (Pro-forma, em milhares de reais)



	Geração Convencional			CPFL Renováveis
	3T11 ⁽¹⁾	3T10 ⁽²⁾	Variação	3T11 ⁽³⁾
RECEITA OPERACIONAL				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	386.491	312.901	23,52%	50.856
Outras Receitas Operacionais	611	1.949	-68,67%	25
	387.102	314.850	22,95%	50.880
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(27.229)	(19.334)	40,83%	(2.449)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	359.873	295.516	21,78%	48.432
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.248)	(55.149)	-95,92%	(2.792)
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18.997)	(10.288)	84,66%	(1.343)
	(21.245)	(65.437)	-67,53%	(4.134)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS				
Pessoal	(10.685)	(8.612)	24,07%	(8.353)
Material	(1.327)	(1.204)	10,21%	(157)
Serviços de Terceiros	(10.141)	(6.833)	48,40%	(12.514)
Outros Custos/Despesas Operacionais	(20.343)	(12.344)	64,80%	(2.008)
Entidade de Previdência Privada	620	299	107,53%	-
Depreciação e Amortização	(58.797)	(38.859)	51,31%	(7.855)
Amortização do Intangível da Concessão	(4.832)	(5.336)	-9,44%	(137)
	(105.504)	(72.890)	44,75%	(31.024)
EBITDA	296.132	201.085	47,27%	21.265
RESULTADO DO SERVIÇO	233.123	157.189	48,31%	13.274
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas	18.997	16.874	12,58%	15.494
Despesas	(134.589)	(76.535)	75,85%	(12.381)
Juros Sobre o Capital Próprio			-	
	(115.592)	(59.662)	93,75%	3.113
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(0)	-	0,00%	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	117.531	97.528	20,51%	16.386
Contribuição Social	(9.250)	(9.858)	-6,16%	(1.166)
Imposto de Renda	(25.401)	(26.863)	-5,44%	(2.646)
LUCRO LÍQUIDO	82.880	60.807	36,30%	12.574
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	76.245	54.087	40,97%	12.469
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	15.915	6.630	140,04%	105

Notas:

(1) Exclui CPFL Renováveis;

(2) Valores reportados antes da associação da CPFL Energia com a ERSa. Inclui, portanto, os ativos que, antes da referida associação, eram consolidados dentro do segmento de Geração;

(3) Inclui somente os meses de agosto e setembro.

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



Consolidado						
	3T11	3T10	Variação	9M11	9M10	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.641.909	3.331.364	9,32%	10.498.610	10.002.200	4,96%
Suprimento de Energia Elétrica	48.634	60.510	-19,63%	139.016	114.045	21,90%
Receita com construção de infraestrutura	314.135	295.403	6,34%	778.153	698.867	11,34%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	364.590	342.475	6,46%	1.105.511	921.067	20,03%
	4.369.268	4.029.752	8,43%	12.521.290	11.736.179	6,69%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.513.808)	(1.358.584)	11,43%	(4.386.262)	(4.016.514)	9,21%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.855.460	2.671.168	6,90%	8.135.028	7.719.665	5,38%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.317.796)	(1.299.974)	1,37%	(3.707.717)	(3.614.685)	2,57%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(337.169)	(274.530)	22,82%	(915.040)	(830.137)	10,23%
	(1.654.965)	(1.574.504)	5,11%	(4.622.757)	(4.444.822)	4,00%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(128.762)	(126.933)	1,44%	(428.571)	(379.272)	13,00%
Material	(24.330)	(16.602)	46,55%	(56.895)	(46.956)	21,17%
Serviços de Terceiros	(93.729)	(94.563)	-0,88%	(320.059)	(273.344)	17,09%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(55.830)	(72.736)	-23,24%	(179.653)	(152.735)	17,62%
Custos com construção de infraestrutura	(314.135)	(295.403)	6,34%	(778.153)	(698.867)	11,34%
Entidade de Previdência Privada	21.732	21.501	1,07%	65.195	64.508	1,06%
Depreciação e Amortização	(81.746)	(80.866)	1,09%	(254.160)	(239.368)	6,18%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.881)	(4.920)	-0,78%	(14.644)	(14.757)	-0,76%
	(681.682)	(670.522)	1,66%	(1.966.940)	(1.740.791)	12,99%
EBITDA	583.708	490.427	19,02%	1.748.941	1.723.668	1,47%
RESULTADO DO SERVIÇO	518.812	426.141	21,75%	1.545.331	1.534.051	0,74%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	124.101	86.311	43,78%	311.874	236.837	31,68%
Despesas	(216.470)	(99.482)	117,60%	(478.837)	(279.361)	71,40%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(92.369)	(13.171)	601,30%	(166.963)	(42.524)	292,63%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	426.443	412.970	3,26%	1.378.369	1.491.527	-7,59%
Contribuição Social	(38.380)	(37.218)	3,12%	(118.959)	(129.429)	-8,09%
Imposto de Renda	(103.600)	(101.013)	2,56%	(324.115)	(352.279)	-7,99%
LUCRO LÍQUIDO	284.463	274.739	3,54%	935.294	1.009.819	-7,38%

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".

12.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

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

CPFL PAULISTA						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	2.229.042	2.068.223	7,8%	6.302.302	6.012.722	4,8%
Receita Operacional Líquida	1.459.760	1.374.408	6,2%	4.088.622	3.956.257	3,3%
Custo com Energia Elétrica	(873.140)	(843.195)	3,6%	(2.395.840)	(2.308.274)	3,8%
Custos e Despesas Operacionais	(333.178)	(343.221)	-2,9%	(966.864)	(843.215)	14,7%
Resultado do Serviço	253.441	187.992	34,8%	725.918	804.768	-9,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	276.229	205.456	34,4%	798.263	858.404	-7,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	319.498	160.044	99,6%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(41.573)	845	-5019,2%	(59.791)	10.968	-645,1%
Lucro antes da Tributação	211.868	188.838	12,2%	666.127	815.736	-18,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	142.362	125.155	13,7%	447.510	545.265	-17,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	169.437	100.873	68,0%	NA	NA	NA

CPFL PIRATININGA						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	981.043	921.082	6,5%	2.979.553	2.731.493	9,1%
Receita Operacional Líquida	628.490	605.952	3,7%	1.907.039	1.782.246	7,0%
Custo com Energia Elétrica	(374.274)	(355.442)	5,3%	(1.046.448)	(1.008.761)	3,7%
Custos e Despesas Operacionais	(143.833)	(159.114)	-9,6%	(444.848)	(423.930)	4,9%
Resultado do Serviço	110.382	91.396	20,8%	415.743	349.555	18,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	122.335	105.471	16,0%	453.614	389.138	16,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	149.581	91.475	63,5%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(24.108)	380	-6444,2%	(44.421)	(19.936)	122,8%
Lucro antes da Tributação	86.274	91.776	-6,0%	371.322	329.619	12,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	57.463	61.067	-5,9%	248.272	221.129	12,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	72.882	53.951	35,1%	NA	NA	NA

RGE						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	913.999	830.469	10,1%	2.541.844	2.391.017	6,3%
Receita Operacional Líquida	597.054	547.390	9,1%	1.662.235	1.576.599	5,4%
Custo com Energia Elétrica	(326.756)	(295.933)	10,4%	(948.021)	(904.134)	4,9%
Custos e Despesas Operacionais	(154.998)	(128.651)	20,5%	(409.843)	(371.694)	10,3%
Resultado do Serviço	115.299	122.806	-6,1%	304.371	300.771	1,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	140.715	151.185	-6,9%	383.087	383.915	-0,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	141.729	172.010	-17,6%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(22.684)	(13.161)	72,4%	(56.108)	(33.195)	69,0%
Lucro antes da Tributação	92.615	109.645	-15,5%	248.262	267.576	-7,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	61.164	73.416	-16,7%	176.350	189.810	-7,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	61.310	87.405	-29,9%	NA	NA	NA

CPFL SANTA CRUZ						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	99.661	82.792	20,4%	286.801	242.411	18,3%
Receita Operacional Líquida	68.875	57.301	20,2%	196.686	166.214	18,3%
Custo com Energia Elétrica	(33.186)	(33.840)	-1,9%	(98.105)	(94.891)	3,4%
Custos e Despesas Operacionais	(20.247)	(18.026)	12,3%	(59.889)	(49.806)	20,2%
Resultado do Serviço	15.442	5.435	184,1%	38.692	21.517	79,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	17.484	7.414	135,8%	45.050	27.576	63,4%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	14.829	631	2250,1%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(2.443)	(399)	512,2%	(4.024)	(30)	13315,0%
Lucro antes da Tributação	12.999	5.036	158,1%	34.668	21.487	61,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	8.558	3.321	157,7%	23.669	14.838	59,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	6.821	(1.091)	-725,2%	NA	NA	NA

Notas:

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

NA = Não se aplica.

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	37.495	33.911	10,6%	100.853	90.526	11,4%
Receita Operacional Líquida	27.830	24.518	13,5%	72.921	63.869	14,2%
Custo com Energia Elétrica	(11.811)	(11.772)	0,3%	(29.940)	(27.780)	7,8%
Custos e Despesas Operacionais	(9.688)	(6.749)	43,5%	(25.993)	(17.620)	47,5%
Resultado do Serviço	6.332	5.997	5,6%	16.988	18.469	-8,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.310	6.890	6,1%	19.980	21.163	-5,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	8.647	4.850	78,3%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(780)	(874)	-10,8%	(2.017)	(1.143)	76,5%
Lucro antes da Tributação	5.552	5.123	8,4%	14.971	17.326	-13,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.616	3.482	3,8%	10.142	11.668	-13,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	4.604	2.314	99,0%	NA	NA	NA

CPFL SUL PAULISTA						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	48.167	37.863	27,2%	134.313	110.773	21,3%
Receita Operacional Líquida	34.691	25.416	36,5%	94.004	74.031	27,0%
Custo com Energia Elétrica	(14.752)	(13.249)	11,3%	(43.211)	(40.895)	5,7%
Custos e Despesas Operacionais	(12.018)	(6.179)	94,5%	(30.700)	(16.088)	90,8%
Resultado do Serviço	7.920	5.988	32,3%	20.094	17.048	17,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	8.644	6.605	30,9%	22.402	18.986	18,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	7.952	6.079	30,8%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(436)	(174)	150,5%	(531)	19	-2896,3%
Lucro antes da Tributação	7.485	5.814	28,7%	19.563	17.067	14,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	4.941	3.847	28,4%	13.266	11.627	14,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	4.481	3.472	29,1%	NA	NA	NA

CPFL JAGUARI						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	38.580	35.375	9,1%	115.142	102.989	11,8%
Receita Operacional Líquida	24.897	22.662	9,9%	74.426	65.592	13,5%
Custo com Energia Elétrica	(14.956)	(13.519)	10,6%	(43.787)	(40.608)	7,8%
Custos e Despesas Operacionais	(3.937)	(5.438)	-27,6%	(15.092)	(12.918)	16,8%
Resultado do Serviço	6.004	3.705	62,1%	15.547	12.066	28,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.519	4.182	55,9%	17.162	13.502	27,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	6.578	2.962	122,1%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(174)	117	-249,1%	143	413	-65,5%
Lucro antes da Tributação	5.830	3.822	52,5%	15.690	12.479	25,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.840	2.523	52,2%	10.661	8.499	25,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	3.869	1.761	119,8%	NA	NA	NA

CPFL MOCOCA						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Receita Operacional Bruta	25.278	22.029	14,7%	71.009	61.844	14,8%
Receita Operacional Líquida	17.521	15.043	16,5%	48.718	41.783	16,6%
Custo com Energia Elétrica	(9.408)	(8.353)	12,6%	(26.254)	(23.723)	10,7%
Custos e Despesas Operacionais	(4.121)	(3.868)	6,5%	(14.486)	(8.203)	76,6%
Resultado do Serviço	3.992	2.822	41,4%	7.978	9.857	-19,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	4.473	3.223	38,8%	9.382	10.984	-14,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	4.573	2.893	58,1%	NA	NA	NA
Resultado Financeiro	(171)	95	-280,0%	(212)	380	-155,9%
Lucro antes da Tributação	3.820	2.917	31,0%	7.766	10.237	-24,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.520	1.929	30,6%	5.423	6.983	-22,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	2.870	1.698	69,0%	NA	NA	NA

Notas:

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

NA = Não se aplica.

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

CPFL Paulista						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	1.918	1.802	6,4%	5.643	5.387	4,8%
Industrial	1.277	1.330	-4,0%	3.667	4.056	-9,6%
Comercial	1.121	1.024	9,5%	3.455	3.227	7,0%
Outros	1.018	1.018	0,0%	2.800	2.753	1,7%
Total	5.334	5.174	3,1%	15.565	15.423	0,9%

CPFL Piratininga						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	841	784	7,3%	2.532	2.404	5,3%
Industrial	716	766	-6,6%	2.121	2.237	-5,2%
Comercial	436	420	3,6%	1.365	1.338	2,0%
Outros	257	241	6,5%	761	714	6,7%
Total	2.250	2.212	1,7%	6.779	6.692	1,3%

RGE						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	528	483	9,3%	1.507	1.443	4,4%
Industrial	546	597	-8,4%	1.612	1.815	-11,2%
Comercial	292	271	7,8%	906	861	5,2%
Outros	544	469	16,1%	1.687	1.479	14,1%
Total	1.910	1.819	5,0%	5.712	5.599	2,0%

CPFL Santa Cruz						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	75	72	3,9%	223	216	3,3%
Industrial	48	44	9,5%	139	126	10,6%
Comercial	35	34	3,8%	112	107	5,2%
Outros	92	89	2,9%	248	233	6,5%
Total	250	239	4,6%	723	682	6,0%

CPFL Jaguarí						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	19	18	4,2%	55	53	3,2%
Industrial	70	68	3,1%	209	206	1,2%
Comercial	9	9	4,4%	30	27	8,9%
Outros	9	9	0,3%	28	27	2,5%
Total	107	104	3,1%	321	314	2,3%

CPFL Mococa						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	16	16	0,8%	48	47	3,5%
Industrial	16	16	1,3%	46	46	-1,0%
Comercial	7	6	8,8%	21	19	8,3%
Outros	16	17	-4,6%	42	45	-6,8%
Total	55	55	0,2%	157	158	-0,2%

CPFL Leste Paulista						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	22	22	1,4%	65	62	5,1%
Industrial	6	19	-68,5%	20	55	-63,8%
Comercial	10	9	9,4%	29	27	8,9%
Outros	36	38	-6,0%	83	87	-5,1%
Total	73	87	-16,1%	197	230	-14,7%

CPFL Sul Paulista						
	3T11	3T10	Var.	9M11	9M10	Var.
Residencial	31	30	1,9%	91	86	6,4%
Industrial	28	27	2,9%	85	97	-12,6%
Comercial	12	11	4,4%	38	35	6,6%
Outros	22	21	2,5%	66	65	1,2%
Total	92	90	2,7%	280	283	-1,3%