

São Paulo, 27 de março de 2014 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T13/2013**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 4T12/2012, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 323 MILHÕES NO 4T13

Indicadores (R\$ Milhões)	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.996	14.730	1,8%	58.463	56.682	3,1%
Mercado Cativo	10.559	10.507	0,5%	41.148	40.683	1,1%
TUSD	4.437	4.223	5,1%	17.314	15.999	8,2%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.887	4.790	2,0%	18.706	16.445	13,7%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	4.627	5.451	-15,1%	18.335	19.897	-7,9%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	3.467	3.800	-8,8%	13.629	13.539	0,7%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	912	727	25,5%	3.547	3.436	3,2%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) ⁽³⁾	1.013	816	24,1%	3.896	3.849	1,2%
EBITDA Gerencial ⁽⁴⁾	1.135	1.317	-13,8%	4.225	4.605	-8,3%
Lucro Líquido (IFRS)	323	192	67,9%	950	1.208	-21,4%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁵⁾	425	497	-14,4%	1.358	1.645	-17,4%
Investimentos	374	534	-29,9%	1.735	2.460	-29,5%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional da Geração) considera, além dos itens citados na nota (1) acima, a consolidação proporcional dos projetos de geração que passaram a ser contabilizados por equivalência patrimonial, devido a alterações nas normas contábeis (IFRS 11/CPC 19 (R2));
- (4) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens citados na nota (2) acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 4T13

- Crescimento de **3,3% (1,8% contábil)** nas vendas na **área de concessão – residencial (+6,7%), comercial (+5,0%) e industrial (+1,1%)**
- Redução do **PMSO ajustado** no 4T13 em **13,3% (R\$ 50 milhões)**
- Programa **Tauron (smart grid)** gerou **EBITDA de R\$ 52 milhões** em 2013
- Expansão **CPFL Renováveis**: (i) **Leilão A-5** (dez/13), (ii) associação com a **DESA** (fev/14), e (iii) entrada em operação do **complexo eólico Atlântica** (mar/14)
- **Investimentos de R\$ 374 milhões** no 4T13 e de **R\$ 1.735 milhões** em 2013
- Distribuição de **R\$ 931 milhões** em **dividendos** referentes a 2013, com *dividend yield* de 4,8% (Últ. 12M); pagamento de **R\$ 568 milhões** em **dividendos complementares** referentes ao 2S13
- Manutenção de **rating AA+(bra)** pela Fitch Ratings à CPFL Energia e subsidiárias
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **ISE** (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo **9º ano consecutivo**
- **CPFL Energia** foi classificada como membro no **Anuário de Sustentabilidade 2014**, elaborado pela **RobecoSAM**, responsável pela avaliação do DJSI
- **CPFL Piratininga e RGE** venceram o **Prêmio IASC 2013** nas categorias Sudeste e Sul, respectivamente (distribuidoras mais bem avaliadas pelos consumidores)

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

- Sexta-feira, 28 de março de 2014 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- Português: 55-11-4688-6361 ou 55-11-2104-8901 ou 55-11-4706-0951 (Brasil)
- Inglês: 1-855-281-6021 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpf.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO.....	6
3) VENDAS DE ENERGIA.....	13
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	13
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	14
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	14
3.1.3) TUSD.....	14
3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	15
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	16
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	17
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	18
5.1) Receita Operacional	18
5.2) Custo com Energia Elétrica	18
5.3) Custos e Despesas Operacionais	19
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios	21
5.5) EBITDA.....	21
5.6) Resultado Financeiro.....	21
5.7) Lucro Líquido.....	22
6) ENDIVIDAMENTO.....	23
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>).....	23
6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	27
6.3) Dívida Líquida e Alavancagem.....	29
7) INVESTIMENTOS	30
8) DIVIDENDOS	31
9) MERCADO DE CAPITALIS.....	32
9.1) Desempenho das Ações	32
9.2) Volume Médio Diário	33
9.3) <i>Ratings</i>	34
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA	34
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/12/2013.....	35
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	36
12.1) Segmento de Distribuição	36
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	36
12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.....	40
12.1.3) Reajuste Tarifário	42
12.1.4) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2013.....	43
12.1.5) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	43
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	44
12.3) Segmento de Geração Convencional	44

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
12.4) CPFL Renováveis.....	46
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	46
12.4.2) Status dos Projetos de Geração	47
12.4.3) Evento Subsequente – Associação com a Dobrevê Energia	49
13) ANEXOS	50
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	50
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	51
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	52
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	53
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	54
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional	55
13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	56
13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	57
13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	58
13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	60
13.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	61

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Encerramos o ano de 2013 com resultados robustos mais uma vez: no quarto trimestre, as vendas de energia dentro da área de concessão da CPFL Energia, ajustadas por efeitos de dias de calendário, temperatura e outros fatores, apresentaram uma expansão de 3,3%. Os segmentos residencial e comercial tiveram novamente posição de destaque, crescendo 6,7% e 5,0%, respectivamente. Este desempenho está fortemente calcado nos bons fundamentos econômicos que favorecem a elevação do consumo na área de concessão da CPFL Energia, notadamente a expansão da massa real de renda, o baixo nível de desemprego, o vigor das vendas do comércio varejista, com destaque para as vendas de eletrodomésticos, e a expansão do mercado imobiliário.

No total do ano, tivemos um aumento de 3,1% nas vendas em nossa área de concessão, com crescimentos de 5,9% no segmento residencial, 3,6% no comercial e 2,0% no industrial. Nota-se que este último tem crescido acima da produção industrial nacional de 1,2%, principalmente em função do bom desempenho da indústria gaúcha e da rigidez do consumo de energia de alguns setores, a despeito da desaceleração econômica. Gostaria de dar mais detalhes sobre nossa operação no Sul, onde tivemos um surpreendente acréscimo de 7,5% nas vendas para o segmento residencial e 5,5% no industrial. Destaco aqui o desempenho excepcional da economia gaúcha, fortemente ligada à safra agrícola recorde do Brasil em 2013. O Rio Grande do Sul é o 3º maior produtor agrícola do Brasil e sua indústria, fortemente ligada à produção de maquinários e implementos para este setor, obteve um crescimento de 6,9% em 2013. Com esta robustez da indústria, o desemprego permaneceu em níveis ainda mais baixos que a média nacional, além de promover um ganho real de renda acima do restante do Brasil.

Gostaria de dar ênfase às nossas iniciativas de redução de custos, notadamente o Orçamento Base Zero – OBZ. Desde 2011, em termos nominais, fomos capazes de reduzir nossas despesas de pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros – PMSO em R\$ 53 milhões, ou 3,8%, comparado a uma inflação medida pelo IGP-M de 12,2% no período. Já em termos reais, reduzimos nossos custos em 14,9%, ou R\$ 236 milhões, um avanço ímpar na busca da excelência operacional.

Gostaria de comentar também sobre a evolução do nosso Programa Tauron, nosso projeto de *smart grid*. Já possuímos mais de 15 mil medidores instalados, além de ter equipado mais de 35% na nossa frota operacional com sistemas de GPS e *tablets*, o que deverá proporcionar um monitoramento mais preciso da nossa rede de distribuição, além de reduzir custos em função de economias com deslocamento de equipes. Esta iniciativa deverá melhorar ainda mais a qualidade do serviço prestado a nossos clientes, reduzindo custos de operação. Apenas para exemplificar nossos resultados nesta frente, em 2013, geramos um EBITDA de R\$ 52 milhões com este projeto.

A nossa subsidiária CPFL Renováveis continua em franco processo de crescimento: adicionamos 130 MW de capacidade instalada em 2013, terminando o ano com 1.283 MW de empreendimentos em operação, o maior do Brasil em fontes alternativas renováveis. Em dezembro de 2013, vendemos mais 51 MW de parques eólicos no leilão A-5 com o Complexo Pedra Cheirosa. Em fevereiro de 2014, concluímos a aquisição dos parques eólicos de Rosa dos Ventos, adicionando mais 13 MW de capacidade instalada e, em março, finalizamos a construção do Complexo Eólico Atlântica, que possui 120 MW de capacidade instalada. Em 2018, deveremos atingir um total de 1.800 MW, dos quais 1.417 MW já estão em operação hoje e os 384 MW restantes estão ainda em fase de construção. Em relação ao desempenho econômico-financeiro, a CPFL Renováveis gerou R\$ 563 milhões de EBITDA em 2013, um crescimento de 11,6% em relação ao ano anterior.

Ainda a respeito desta subsidiária, anunciamos também no último mês de fevereiro a associação com a Dobrevê Energia S.A. (DESA). A operação, que se dará por meio da incorporação das ações de emissão da DESA, está condicionada ao cumprimento de condições precedentes, tais como as devidas aprovações por órgãos reguladores e credores da DESA e o resultado

satisfatório da *due diligence* que está sendo realizada por ambas as partes. Com essa associação, damos continuidade à trajetória de crescimento sustentável em nossa subsidiária CPFL Renováveis, reforçando sua posição de liderança no segmento de energias renováveis no Brasil.

Os resultados financeiros consolidados do Grupo no quarto trimestre também foram expressivos: analisando os números gerenciais, que ajustamos pelo efeito dos ativos e passivos regulatórios, pela consolidação proporcional dos ativos de geração e pelos efeitos não-recorrentes, nosso EBITDA atingiu R\$ 1.135 milhões, já considerando os efeitos da implantação do 3º ciclo de revisões tarifárias em nossas distribuidoras. Nosso lucro líquido atingiu R\$ 425 milhões. Já no ano, reportamos um EBITDA recorrente de R\$ 4.225 milhões e um lucro líquido de R\$ 1.358 milhões. Dessa forma, anunciamos a distribuição de dividendos complementares no valor de R\$ 568 milhões, referente aos resultados do segundo semestre de 2013. No ano, os dividendos totalizaram R\$ 931 milhões.

Em relação à nossa alavancagem financeira, terminamos o ano com a relação dívida líquida/EBITDA em 3,59x, praticamente estável em relação ao terceiro trimestre. Com os novos ativos em operação da CPFL Renováveis, vislumbramos um ponto de inflexão para nossa alavancagem, fruto da maturação natural dos nossos projetos naquela subsidiária.

Por fim, quero destacar que o ano de 2014 iniciou com muitos desafios para o setor elétrico, principalmente no tocante à questão hidrológica e à necessidade de um elevado despacho de usinas térmicas. O sistema elétrico brasileiro possui hoje uma diversificação em sua matriz muito maior do que em 2001, ano que o Brasil enfrentou seu único racionamento de energia. Contamos hoje com cerca de 20 GW de usinas termelétricas convencionais, quase 4 vezes mais do que em 2001. Além disso, temos uma rede de transmissão muito mais abrangente e robusta, permitindo o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões produtoras e consumidoras. Tais fatores nos dão mais segurança para enfrentar um dos piores anos da história em termos de hidrologia.

É certo que as exigências regulatórias e os desafios de um cenário adverso impõem grandes obstáculos para todo o setor. Entretanto, os resultados alcançados pela CPFL Energia nos últimos anos reforçam a estratégia de crescimento do Grupo, calcada principalmente na disciplina financeira sólida e conservadora, na excelência do serviço prestado a todos os seus consumidores, no foco nos resultados financeiros e na criação de valor para seus acionistas e investidores.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

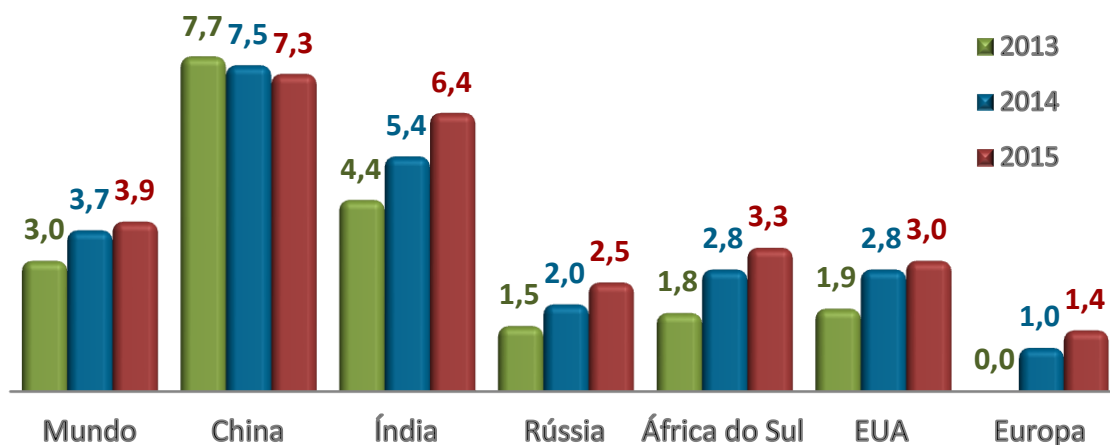
O ritmo de recuperação da economia mundial em 2013 foi moderado, devido a certos fatores que prevaleciam desde o final de 2012. Destacavam-se a possibilidade de uma nova crise financeira na Europa, uma possível desaceleração aguda na China, ou mesmo as fortes dúvidas quanto aos impactos do abismo fiscal na economia dos EUA. Esses eventos foram evitados, mas trouxeram incertezas que levaram a uma retomada mais contida em 2013.

Deste modo, em 2013 o mundo vivenciou momentos de incerteza com implicações sobre a confiança, o investimento e o comércio. Quanto a este último, a demanda mundial desacelerou e grande parte da capacidade produtiva se manteve ociosa, o que estimulou a concorrência entre os países.

A expectativa para 2014 é de mais um ano de crescimento moderado. Para a economia mundial, espera-se um crescimento de 3,7% em 2014, ante 3,0% 2013. A Europa deve reverter o cenário de recessão e crescer 1,0% esse ano, enquanto a economia norte-americana deve crescer 2,8% em 2014 e 3,0% em 2015.

PIB 2013 e projeção para 2014 e 2015 (%) | economias selecionadas

Fonte e projeções: FMI.



No caso do Brasil, apesar da indústria ter voltado a crescer ligeiramente em 2013 (1,2% em 2013 ante -2,6% em 2012), este setor de atividade seguiu sentindo os efeitos da desaceleração global, do câmbio valorizado, problemas de logística e de indefinições quanto à condução da política econômica.

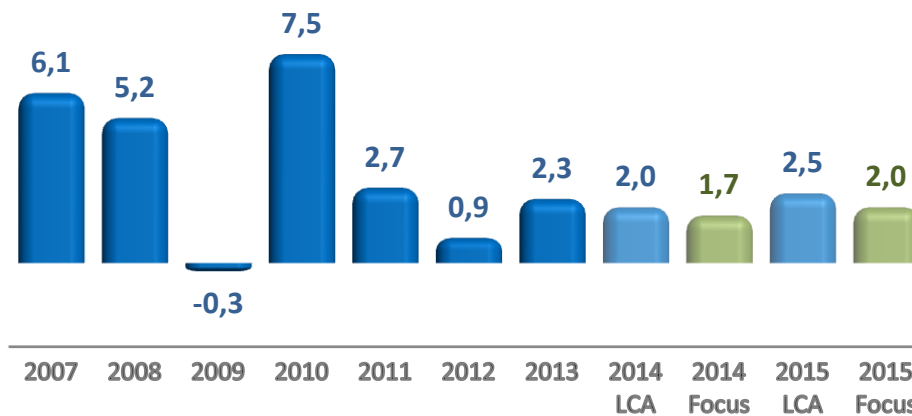
Para tentar reverter esse cenário, o governo manteve as medidas de estímulo lançadas em 2012. Além disso, a recente desvalorização do real passou a contribuir para as exportações. No entanto, o país ainda registrou queda da confiança e alta da inflação (sobretudo vinda dos alimentos e da desvalorização da moeda). Por outro lado, o desemprego continuou em baixa, explicando a alta da massa de renda e o resultado positivo do comércio.

Para os próximos anos, estima-se que a alta do PIB brasileiro passe de 2,3% em 2013 para 1,7% em 2014 e 2,0% em 2015¹, conforme expectativas do mercado, impulsionado pela melhora da confiança e das exportações. Enquanto isso, a indústria deverá seguir em crescimento moderado. Para o mercado interno, as perspectivas continuam boas, dado o baixo desemprego.

¹ Boletim FOCUS de 17/03/2014

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE

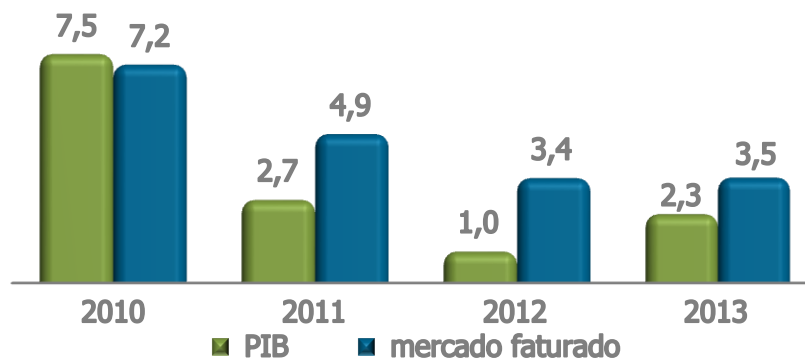


Consumo de energia na área de concessão da CPFL Energia cresce acima do PIB brasileiro há 3 anos

O consumo de energia nas áreas atendidas pela CPFL Energia vem crescendo a um ritmo superior à expansão da economia brasileira nos últimos anos.

PIB Brasil x mercado CPFL Energia | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE e CPFL Energia



Alguns fatores indicam que o PIB pode não ser um bom indicador para explicar, isoladamente, a tendência do mercado da CPFL Energia para os próximos anos. Isso acontece porque a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica em países em desenvolvimento é relativamente mais elevada.

Ao contrário do que ocorre com países desenvolvidos, no Brasil a intensidade energética ainda apresenta tendência de alta, devido principalmente a duas características:

- (i) o Brasil tem um alto potencial de expansão do consumo de energia ainda a ser explorado, devido ao PIB per capita relativamente baixo, à elevada desigualdade de renda e à busca pelo padrão de consumo dos países mais ricos (demanda reprimida por bens duráveis); e
- (ii) o Brasil é uma sociedade industrial, com produção ainda concentrada em setores eletro intensivos (em oposição a uma sociedade pós-industrial, onde a indústria predominante é a de alta tecnologia e reduzido consumo de energia, enquanto o segmento de serviços avançados predomina na determinação da atividade econômica).

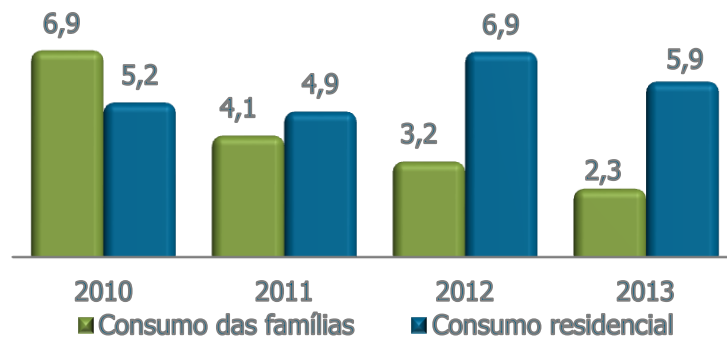
O PIB não capta, por exemplo, as mudanças que temos observado no padrão de consumo dos cidadãos brasileiros, favorecidos pela melhora na distribuição da renda, e o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências.

Outra característica importante, que também não é contemplada por um indicador como o PIB, é o perfil demográfico; embora a expansão populacional apresente taxas de crescimento menores a cada ano, há uma tendência à constituição de famílias menores que as observadas há algumas décadas, o que resulta em um menor número de moradores por domicílio e, portanto, um consumo de energia per capita maior no segmento residencial.

O gráfico abaixo demonstra o “descolamento” observado entre o desempenho do consumo residencial e do consumo das famílias, componente do PIB que teria maior correlação com essa classe.

Consumo das famílias x mercado residencial CPFL Energia | Crescimento anual (%)

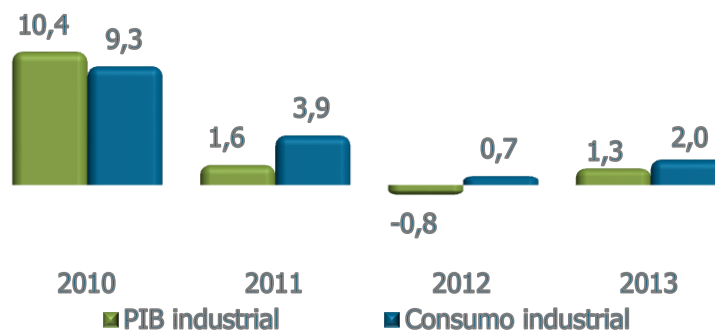
Fonte: IBGE e CPFL Energia



E embora a atividade econômica seja mais facilmente associada ao desempenho da indústria, há que se lembrar que o consumo de energia na classe industrial também tem suas nuances e não varia apenas com a evolução do PIB industrial. O consumo de energia dos setores eletro intensivos apresenta maior rigidez à desaceleração econômica, seja por questões técnicas² ou econômicas³.

PIB industrial x mercado industrial CPFL Energia | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE e CPFL Energia



² Fornos e máquinas que não podem ser desligados com a redução da produção.

³ Os setores eletro intensivos tendem a ser menos prejudicados que o restante da indústria, pois o Brasil detém vantagens competitivas relevantes nesses setores. Entretanto, isso não é capturado pela metodologia do PIB, que não pondera os setores por sua intensidade energética. Ex.: papel e celulose, metalurgia, alumínio, alimentos etc.

Outras variáveis vêm garantindo o bom desempenho do mercado. Apesar do crescimento econômico moderado, a expansão do número de consumidores residenciais se mantém ao longo do tempo (3,0% a.a. entre 2003 e 2013), em função do crescimento populacional. A expansão da oferta de crédito habitacional, o menor número de pessoas/residência e os programas sociais também contribuíram para um crescimento acima da média nos últimos anos.

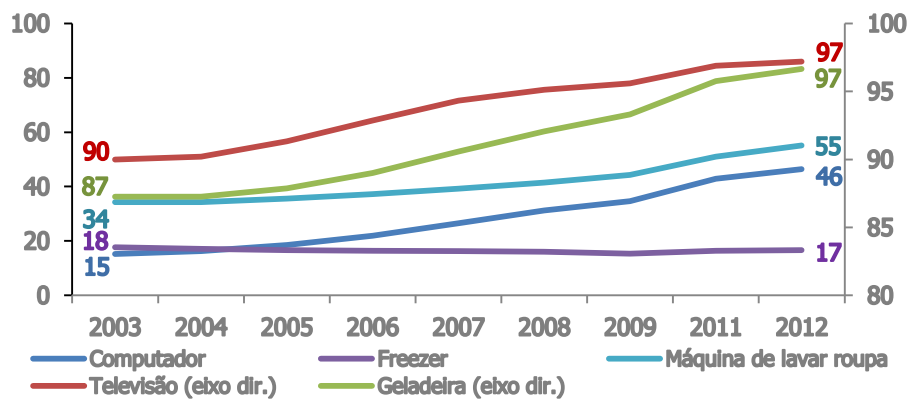
Já o consumo por consumidor residencial é favorecido pela combinação de variáveis econômicas, como a massa de renda (resultante da elevação do rendimento médio e da expansão do nível de emprego) e o crédito à pessoa física, que estimula as vendas de eletrodomésticos.

Tais variáveis tiveram crescimento expressivo no período entre 2003 e 2013: a massa de renda cresceu 4,9% ao ano e as vendas de eletrodomésticos, 13,6% ao ano. O crédito à pessoa física, por sua vez, cresceu 18,9% ao ano, no período entre 2008 e 2013, enquanto o crédito habitacional cresceu 42,8% ao ano no mesmo período.⁴

Assim, a posse de eletrodomésticos cresceu de maneira relevante nos últimos anos, como mostra o gráfico abaixo.

Posse de equipamentos | % residências

Fonte: PNAD/IBGE



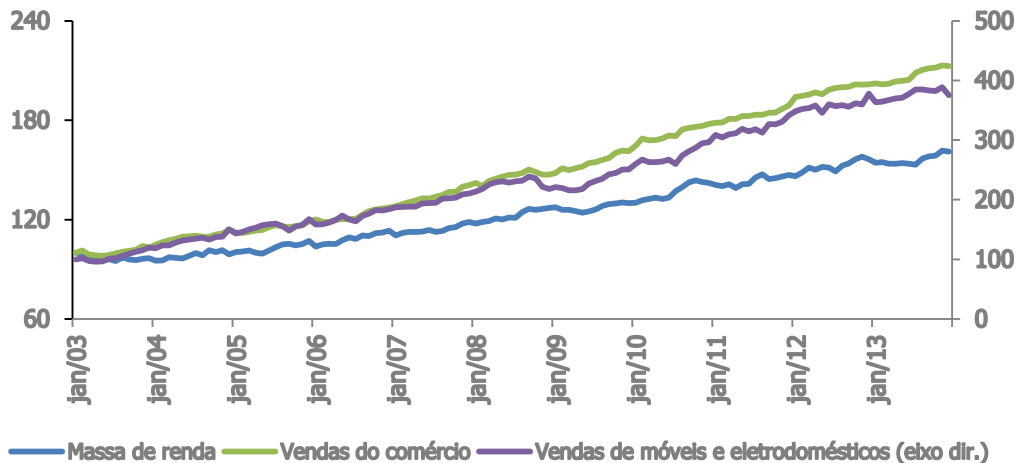
O número de residências que possuíam computador triplicou e das que possuíam máquina de lavar roupa cresceu mais de 60% entre 2003 e 2012. Até mesmo as televisões e geladeiras, que já tinham grande penetração em 2003, apresentaram crescimento em 10 anos. A exceção é a utilização do freezer, que após o racionamento 2001-2002, deixou de ser um item fundamental nos lares brasileiros; o estoque desses equipamentos nas residências mantém-se estável desde então. No que se refere à posse de eletrodomésticos, os programas sociais, como o “Minha Casa Melhor”, também exerceram papel relevante para o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências no período recente.

A classe comercial segue a mesma tendência da classe residencial, favorecida pela massa de renda e o crédito à pessoa física, já citados, mas também com estreita correlação com as vendas no comércio varejista, que cresceram 7,5% ao ano entre 2003 e 2013.

⁴ Séries disponibilizadas pelo Banco Central do Brasil iniciam-se em mar/2007.

Evolução das variáveis explicativas para as classes residencial e comercial com ajuste sazonal | Jan/03 = 100

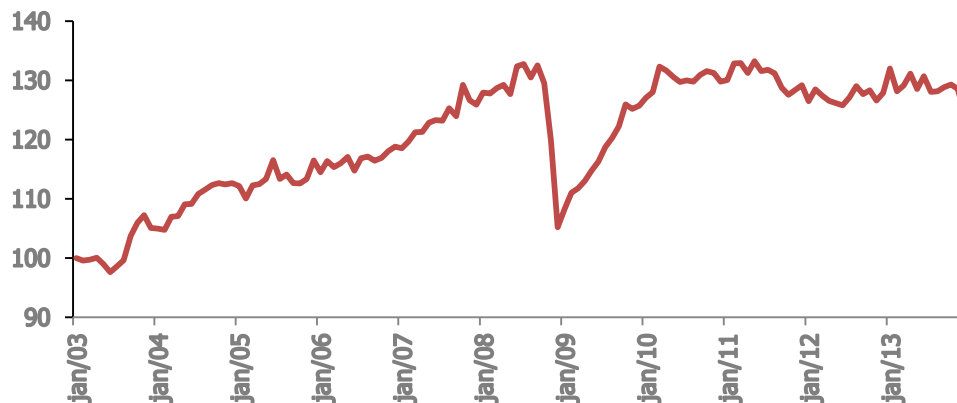
Fonte: IBGE



Já a classe industrial segue a tendência observada pela produção física industrial, já consideradas as ressalvas feitas acima a respeito da maior influência de atividades industriais eletro intensivas e da rigidez à redução de consumo. Ao contrário das variáveis relacionadas ao emprego, à renda e ao crédito, a produção industrial interrompeu sua tendência de crescimento ao final de 2008, com o advento da crise financeira internacional. Após uma queda abrupta ao final de 2008, seguida de uma rápida recuperação aos níveis anteriores no 1S09, a indústria brasileira segue no mesmo patamar até os dias de hoje. A dificuldade para retomada do crescimento, a despeito de elevados incentivos governamentais, reside principalmente na manutenção do câmbio valorizado, nas deficiências de infraestrutura e no baixo ritmo de crescimento da economia mundial, que afeta o desempenho das exportações e as expectativas dos empresários.

Evolução da produção industrial com ajuste sazonal | Jan/03 = 100

Fonte: IBGE



Por fim, a classe rural é bastante influenciada pela pluviometria, que determina a necessidade de irrigação das lavouras, e pelas safras agrícolas, que determinam não apenas a expansão da

produção agrícola, mas também contribuem para a expansão da renda e do emprego, gerando efeitos multiplicadores sobre as demais classes de consumo.

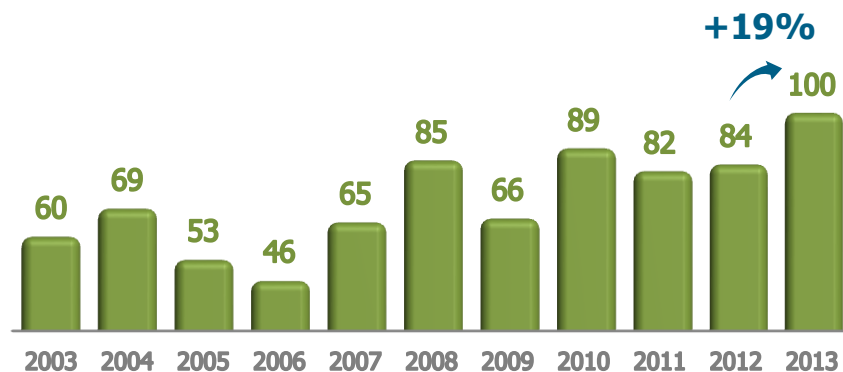
Esse efeito pôde ser observado na área de concessão da RGE em 2013. Apesar do baixo crescimento do PIB e da produção industrial no Brasil, o consumo de energia na região atendida pela RGE cresceu 4,2%, com destaque para as classes residencial (7,5%) e industrial (5,5%). Estima-se que o crescimento do PIB gaúcho tenha sido três vezes superior ao do Brasil em 2013, dada a contribuição do setor agroindustrial para a economia local.

O desempenho positivo foi garantido pela safra agrícola recorde em 2013. De acordo com o IBGE, a “supersafra” foi 16,2% (ou 26 milhões de toneladas) maior que 2012, com destaque para o milho (13%) e a soja (24%). A atividade econômica do Rio Grande do Sul, 3º maior estado produtor agrícola do Brasil, está bastante ligada à expansão desse segmento. A agroindústria, atividades relacionadas e até mesmo a massa de renda refletem o bom desempenho da safra.

Tome-se como exemplo o setor de máquinas agrícolas, que tem 46% da sua produção concentrada no estado do RS. Em 2013, houve um aumento de 19% na produção dessas máquinas, de acordo com a Anfavea, o que, conseqüentemente, favoreceu a economia gaúcha.

Produção de máquinas agrícolas | milhares

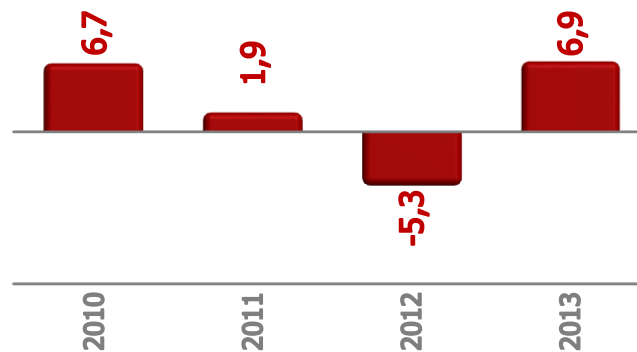
Fonte: Anfavea



Segundo o IBGE, a produção gaúcha de máquinas e equipamentos, que inclui a produção de máquinas e implementos agrícolas, cresceu 9,4%. Essa expansão também gerou efeitos positivos em outros segmentos da indústria: o setor de veículos (principalmente caminhões) apresentou crescimento de 17,2% e a indústria de borracha e plástico (pneus e componentes) cresceu 9,8%. Isso colaborou para a recuperação da indústria gaúcha (alta de 6,9%, o maior crescimento entre os estados brasileiros em 2013, ante queda de 5,3% em 2012), enquanto a indústria do restante do país permaneceu praticamente estagnada (+1,2% em 2013 ante 2012).

Produção industrial no RS | crescimento anual %

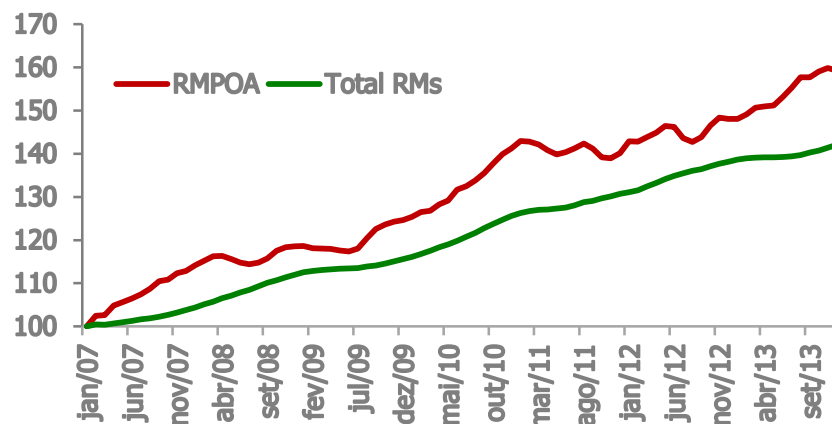
Fonte: IBGE



Por fim, o maior dinamismo gerado pelo bom resultado da safra agrícola culminou com uma taxa de desemprego ainda mais baixa que a verificada no restante do país (3,5% no RS ante 5,4% na média do Brasil) e uma expansão da massa de renda mais elevada que a do Brasil, como mostra o gráfico abaixo.

Massa real de renda - Porto Alegre x Total das RMs* | média móvel trimestral (Jan/2007 = 100)

Fonte: IBGE



* Para as 6 RMs pesquisadas pelo IBGE

3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 4T13, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.996 GWh, um aumento de 1,8%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Mercado Cativo	10.559	10.507	0,5%	41.148	40.683	1,1%
TUSD	4.437	4.223	5,1%	17.314	15.999	8,2%
Total	14.996	14.730	1,8%	58.463	56.682	3,1%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres e permissionárias da RGE em 2012.

No 4T13, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.559 GWh, um aumento de 0,5%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.437 GWh no 4T13, um aumento de 5,1%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

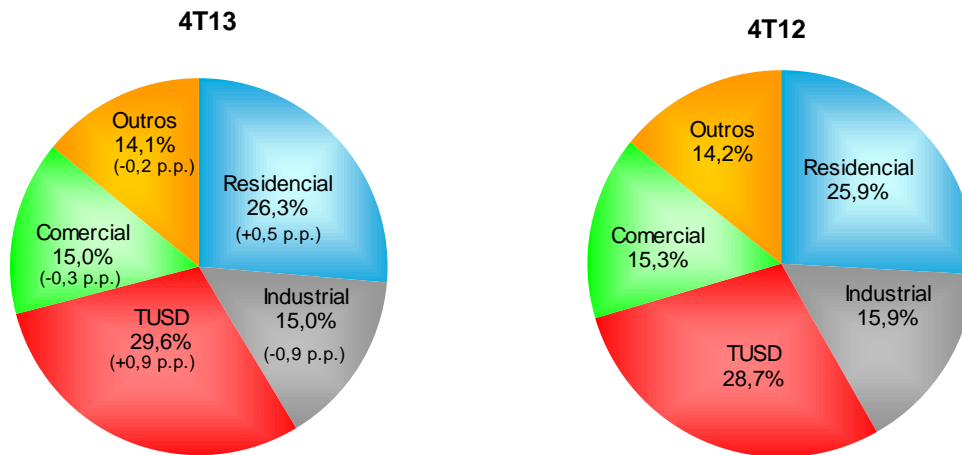
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.	Part.
Residencial	3.949	3.811	3,6%	15.426	14.567	5,9%	26,3%
Industrial	6.468	6.388	1,3%	25.419	24.924	2,0%	43,1%
Comercial	2.426	2.397	1,2%	9.305	8.981	3,6%	16,2%
Outros	2.153	2.134	0,9%	8.312	8.210	1,2%	14,4%
Total	14.996	14.730	1,8%	58.463	56.682	3,1%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.10. Considera ajuste de faturamento de clientes livres e permissionárias da RGE em 2012.

Destacam-se no 4T13, na área de concessão:

- Classe residencial e comercial (26,3% e 16,2% das vendas, respectivamente):** aumento de 3,6% e de 1,2%, respectivamente, favorecidas (i) pelo bom desempenho da renda verificado ao longo do ano, em virtude da manutenção do aquecimento no mercado de trabalho; e (ii) pelo consequente aumento das vendas no comércio varejista e, em especial, as vendas de eletrodomésticos; (iii) parcialmente compensados pelo menor número de dias de faturamento (1,0 dia a menos, se comparado ao 4T12). Ajustando este crescimento em função de dias de calendário, temperatura e outros efeitos, o consumo residencial teve uma expansão de 6,7% e o comercial, 5,0%.
- Classe industrial (43,1% das vendas):** expansão de 1,3%, confirmando o ritmo mais lento da recuperação da economia internacional e, conseqüentemente, da produção industrial. Destaque para a região da RGE, onde o consumo industrial cresceu 6,3%, estimulado por incentivos governamentais (setor automobilístico, principalmente ônibus e caminhões) e pela safra recorde, com destaque para milho e soja (máquinas e equipamentos, principalmente máquinas agrícolas).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T12 para o 4T13.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	3.949	3.811	3,6%	15.426	14.567	5,9%
Industrial	2.255	2.344	-3,8%	8.939	9.514	-6,0%
Comercial	2.248	2.259	-0,5%	8.646	8.507	1,6%
Outros	2.107	2.093	0,7%	8.137	8.095	0,5%
Total	10.559	10.507	0,5%	41.148	40.683	1,1%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.11. Considera ajuste de faturamento de permissionárias da RGE em 2012.

O modesto aumento das vendas no mercado cativo se deve principalmente à migração de clientes industriais e comerciais para o mercado livre, além das tendências de evolução das vendas já citadas na seção 3.1 acima.

3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Industrial	4.213	4.044	4,2%	16.480	15.411	6,9%
Comercial	178	138	28,9%	659	474	39,2%
Outros	46	42	11,3%	175	115	52,3%
Total	4.437	4.223	5,1%	17.314	15.999	8,2%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres da RGE em 2012.

TUSD por Distribuidora - GWh						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
CPFL Paulista	2.169	2.086	4,0%	8.405	7.891	6,5%
CPFL Piratininga	1.612	1.576	2,3%	6.432	6.045	6,4%
RGE	544	478	13,9%	2.097	1.767	18,7%
CPFL Santa Cruz	11	12	-7,4%	46	33	36,1%
CPFL Jaguari	27	21	27,4%	100	82	22,3%
CPFL Mococa	7	7	6,7%	27	16	64,6%
CPFL Leste Paulista	14	14	0,3%	55	51	7,5%
CPFL Sul Paulista	52	29	80,1%	152	113	34,7%
Total	4.437	4.223	5,1%	17.314	15.999	8,2%

Nota: Considera ajuste de faturamento de clientes livres da RGE em 2012.

3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Baseado em valores pro forma, onde a consolidação proporcional dos ativos de geração é recontabilizada para fins de análise gerencial, as vendas de comercialização e geração cresceram 2,0%, totalizando 4.887 GWh no 4T13.

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Renováveis	1.145	667	71,7%	3.501	2.167	61,5%
Comercialização e Geração Convencional	3.742	4.123	-9,2%	15.205	14.278	6,5%
Total	4.887	4.790	2,0%	18.706	16.445	13,7%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera consolidação proporcional dos negócios em conjunto: Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa. Considera ajuste de provisionamento de -90 GWh no 4T12 e de -2 GWh em 2012.

Essa elevação se deve ao aumento das vendas da CPFL Renováveis, principalmente devido a: (i) a entrada em operação da PCH Salto Góes e do parque eólico Campo dos Ventos II; (ii) o faturamento do contrato de disponibilidade do complexo eólico Atlântica; e (iii) o maior volume de energia faturada pelos demais complexos eólicos. As vendas de comercialização e geração convencional foram influenciadas pelo menor volume de energia vendida em contratos bilaterais, principalmente contratos de curto prazo, e parcialmente compensadas pelo maior número de clientes em carteira (de 231 no 4T12 para 284 no 4T13), refletindo a estratégia de atuação nacional no segmento de comercialização.

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

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA que a partir de 1º de janeiro de 2013 (e ajustadas de forma comparativa em 2012) deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.004	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.572	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	255	1.398	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Paraná	27	197	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	55	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	37	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	80	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Minas Gerais	4	44	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 Térmica	695 MW	695 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") ⁽¹⁾	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") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") ⁽¹⁾	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") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,75%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	180 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% ⁽²⁾	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 58,84%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade Limitada	Direta 100%	São Paulo	9 PCHs	24 MW	24 MW

Notas:

- (1) Em função de alterações nas normas contábeis, estas empresas são tratadas como negócios em conjunto e a partir de 01/01/2013 (e comparativamente nos saldos de 2012) não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, sendo seus ativos, passivos e respectivos resultados registrados através de equivalência patrimonial;
- (2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

Comercialização de energia e prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect") ⁽¹⁾	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total") ⁽²⁾	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ⁽³⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

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

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL BioAnicuns S.A.;

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

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

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de dezembro de 2013, a CPFL Energia detinha participação indireta de 58,84% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

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

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) ⁽¹⁾	4.627.079	5.451.299	-15,1%	18.334.968	19.897.229	-7,9%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) ⁽¹⁾	4.723.248	5.545.286	-14,8%	18.585.334	20.070.724	-7,4%
Receita Operacional Bruta Gerencial ⁽¹⁾	4.707.045	5.559.946	-15,3%	18.751.491	19.750.692	-5,1%
Receita Operacional Líquida (IFRS) ⁽¹⁾	3.466.666	3.800.128	-8,8%	13.629.457	13.539.325	0,7%
Receita Operacional Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) ⁽¹⁾	3.555.838	3.886.056	-8,5%	13.863.344	13.703.597	1,2%
Receita Operacional Líquida Gerencial ⁽¹⁾	3.533.521	3.911.940	-9,7%	14.009.070	13.486.656	3,9%
Custo com Energia Elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(2.039.968)	(2.258.114)	-9,7%	(7.674.493)	(7.725.980)	-0,7%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(1.051.379)	(1.481.016)	-29,0%	(4.476.288)	(4.607.727)	-2,9%
Resultado do Serviço (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	715.798	516.927	38,5%	2.716.962	2.721.441	-0,2%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	911.888	726.566	25,5%	3.547.112	3.435.992	3,2%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	1.013.132	816.188	24,1%	3.895.579	3.848.543	1,2%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	1.135.428	1.317.200	-13,8%	4.224.992	4.605.037	-8,3%
Resultado Financeiro (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	(218.595)	(182.633)	19,7%	(1.136.050)	(767.632)	48,0%
Lucro Antes da Tributação (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)	497.203	334.294	48,7%	1.580.912	1.953.809	-19,1%
Lucro Líquido (IFRS)	322.856	192.133	68,0%	949.036	1.207.062	-21,4%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	425.377	497.212	-14,4%	1.358.110	1.644.918	-17,4%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

5.1) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS) no 4T13 atingiu R\$ 4.627 milhões, representando uma redução de 15,1% (R\$ 824 milhões). A receita operacional bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 4.723 milhões, uma redução de 14,8% (R\$ 822 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a Receita de construção) atingiu R\$ 3.467 milhões no 4T13, representando uma redução de 8,8% (R\$ 333 milhões). A receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional), desconsiderando a Receita de Construção, somou R\$ 3.556 milhões, uma redução de 8,5% (R\$ 330 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida, já consideradas todas as eliminações, foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 345 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 69 milhões;

Parcialmente compensado por:

- Receita adicional na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 57 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 27 milhões.

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.040 milhões no 4T13, representando uma redução de 9,7% (R\$ 218 milhões).

- O custo da energia comprada para revenda no 4T13 foi de R\$ 1.791 milhões, o que representa um aumento de 1,1% (R\$ 20 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 83 milhões) devido ao aumento de 210,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela queda de 46,0% (591 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente a compra de energia para as usinas de biomassa Alvorada e Coopcana e para o Complexo Atlântica da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 73 milhões) – **Não-recorrente**;
 - (ii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 43 milhões), decorrente principalmente do aumento de 23,4% no preço médio de compra;
 - (iii) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 6 milhões), devido ao aumento de 50,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 26,5% (96 GWh) na quantidade de energia comprada;
Parcialmente compensados por:
 - (iv) Aporte de R\$ 107 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945/13;
 - (v) Redução no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 4 milhões), devido principalmente a redução de 38,1% (7.211 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (vi) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 1 milhão);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 249 milhões no 4T13, redução de 48,9% (R\$ 238 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 47,5% nos encargos da rede básica (R\$ 144 milhões), devido principalmente às reduções de 52,2% na CPFL Paulista (R\$ 73 milhões), de 48,8% na CPFL Piratininga (R\$ 33 milhões) e de 49,2% na RGE (R\$ 25 milhões) em virtude dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual houve redução dos custos de transmissão;
 - (ii) Redução de 51,3% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 86 milhões), devido principalmente às reduções de 50,9% na CPFL Paulista (R\$ 46 milhões), de 54,3% na CPFL Piratininga (R\$ 21 milhões) e de 59,4% na RGE (R\$ 16 milhões);
 - (iii) Redução de 65,2% nos encargos de Itaipu (R\$ 16 milhões);
 - (iv) Redução de 47,7% nos encargos de conexão (R\$ 10 milhões);
 - (v) Redução nos encargos de energia de reserva (R\$ 7 milhões);
Parcialmente compensados por:
 - (vi) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 24 milhões);
 - (vii) Aumento de 1,1% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1 milhão).

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Custo de construção) atingiram R\$ 1.051 milhões no 4T13, registrando uma redução de 29,0% (R\$ 430 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 32,1% (R\$ 119 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\$ 251 milhões no 4T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;

- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução de 0,6% (R\$ 2 milhões);
- PMSO, item que atingiu R\$ 492 milhões no 4T13, comparado a R\$ 803 milhões no 4T12, registrando uma redução de 38,7% (R\$ 311 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	4T13	4T12	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)				
Pessoal	(178,0)	(206,2)	28,3	-13,7%
Material	(115,2)	(146,2)	30,9	-21,2%
Serviços de Terceiros	(135,1)	(152,6)	17,5	-11,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(64,1)	(298,4)	234,3	-78,5%
Total PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) - (A)	(492,4)	(803,4)	311,0	-38,7%
Efeitos não-recorrentes				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações	-	(142,3)	142,3	-
Ajuste de PDD devido à mudança de estimativa (8 distribuidoras)	-	(21,9)	21,9	-
Efeitos não-recorrentes na CPFL Renováveis	-	(14,8)	14,8	-
Desligamento de pessoal (principalmente na CPFL Paulista e na CPFL Piratininga)		(8,8)	8,8	-
Baixa de ativos, devido à implantação do MCPSE (CPFL Paulista e RGE)	-	(27,7)	27,7	-
Alienação de imóveis e veículos	25,4		25,4	-
(=) Total efeitos não-recorrentes (B)	25,4	(215,5)	240,9	-
Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)				
PMSO da CPFL Renováveis	(55,1)	(59,0)	4,0	-6,7%
PMSO referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect	(51,1)	(40,8)	(10,2)	25,0%
Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível Epasa	(87,5)	(114,0)	26,5	-23,2%
(=) Total outros ajustes (C)	(193,7)	(213,9)	20,2	-
PMSO ajustado				
Pessoal	(139,1)	(166,6)	27,5	-16,5%
Material	(16,4)	(16,4)	0,0	-0,1%
Serviços de Terceiros	(89,0)	(110,3)	21,3	-19,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(79,7)	(80,7)	1,1	-1,3%
Total PMSO ajustado (A - B - C)	(324,2)	(374,1)	49,9	-13,3%

Dessa forma, o PMSO ajustado do 4T13 foi de R\$ 324 milhões, comparado a R\$ 374 milhões no 4T12, uma redução de 13,3% (R\$ 50 milhões). Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Gastos com pessoal, que registraram redução de 16,5% (R\$ 27 milhões), devido principalmente a redução de horas extras e menores provisões;
- Gastos com Serviços de Terceiros com redução de 19,3% (R\$ 21 milhões), substancialmente na CPFL Paulista (R\$ 11 milhões) e na CPFL Piratininga (4 milhões),

principalmente pela redução nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, manutenção de hardware/software e *call center* e na RGE (R\$ 1 milhão), principalmente pela redução nas despesas com serviços de *call center*;

- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 1,3% (R\$ 1 milhão); Parcialmente compensado, por:
- (iv) Aumento de 23,7% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões).

5.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um líquido a receber de R\$ 75 milhões e R\$ 286 milhões, no 4T13 e 4T12 (impacto no EBITDA), respectivamente. Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 4T13 totalizou R\$ 912 milhões, registrando um aumento de 25,5% (R\$ 197 milhões). O EBITDA gerencial no 4T13 registrou R\$ 1.135 milhões, comparado a R\$ 1.317 milhões no 4T12, uma redução de 13,8%. Esta redução reflete essencialmente o impacto da implantação do 3º ciclo de revisão tarifária nas nossas distribuidoras, em especial, a CPFL Paulista, em abril, e a RGE, em junho.

5.6) Resultado Financeiro

No 4T13, a despesa financeira líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 219 milhões, um aumento de 19,7% (R\$ 36 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 183 milhões registrados no 4T12.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de R\$ 85 milhões, passando de R\$ 188 milhões no 4T12 para R\$ 272 milhões no 4T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento na atualização dos depósitos judiciais (R\$ 81 milhões), principalmente em decorrência do aumento do CDI;
 - (ii) Aumento em Renda de aplicações financeiras (R\$ 60 milhões), decorrente de aumento das disponibilidades e aumento do CDI;
 - (iii) Consolidação CPFL Renováveis (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Receita financeira não-recorrente nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa (variação positiva de R\$ 55 milhões) no 4T12;
- (v) Redução em outras receitas financeiras (R\$ 4 milhões);

- (vi) Redução nos acréscimos e multas moratórias, atualização de créditos fiscais e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 3 milhões);
- Despesas Financeiras: aumento de 32,6% (R\$ 121 milhões), passando de R\$ 370 milhões no 4T12 para R\$ 491 milhões no 4T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de encargos de dívida (R\$ 88 milhões), principalmente em decorrência do aumento do CDI;
 - (ii) Aumento nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 64 milhões), principalmente pela apreciação da taxa de câmbio;
 - (iii) Aumento em Outras despesas financeiras (R\$ 5 milhões);
 - (iv) Aumento da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 3 milhões), devido principalmente à atualização financeira, ou seja, aos efeitos dos indexadores (IGP-M e IPCA) que atualizam o passivo de UBP.

Parcialmente compensados por:

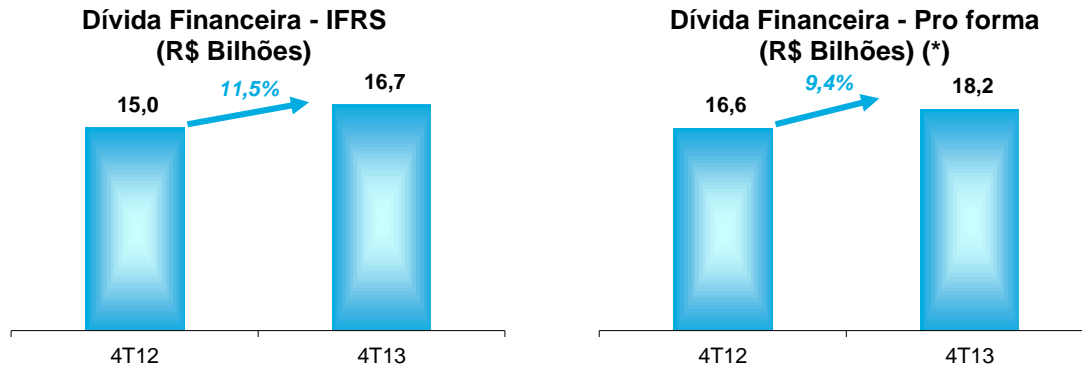
- (v) Redução da despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 46 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
- (vi) Despesa financeira **não-recorrente do 4T12** na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 7 milhões);
- (vii) Despesa financeira **não-recorrente do 4T12** relacionada à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, nas distribuidoras CPFL Paulista e RGE (R\$ 4 milhões);
- (viii) Consolidação CPFL Renováveis (R\$ 3 milhões).

5.7) Lucro Líquido

No 4T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 323 milhões. Este resultado reflete principalmente: (i) efeito total do 3º ciclo de revisão tarifária nas distribuidoras e (ii) maior despesa financeira em decorrência do aumento do CDI, parcialmente compensado por menores custos e despesas operacionais. O Lucro Líquido gerencial no 4T13 registrou R\$ 425 milhões, comparado a R\$ 497 milhões no 4T12, uma redução de 14,4%.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



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

A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 16.706 milhões no 4T13, aumento de R\$ 1.720 milhões, ou 11,5%, em relação ao 4T12. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Da consolidação de 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que agregou cerca de R\$ 360 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Esse montante se deu através de captações de recursos para pagamento de aquisições, assim como para a construção dos vários projetos *greenfield*;
- Do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 724 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo (segmentos de geração convencional, distribuição e comercialização);
- do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 636 milhões.

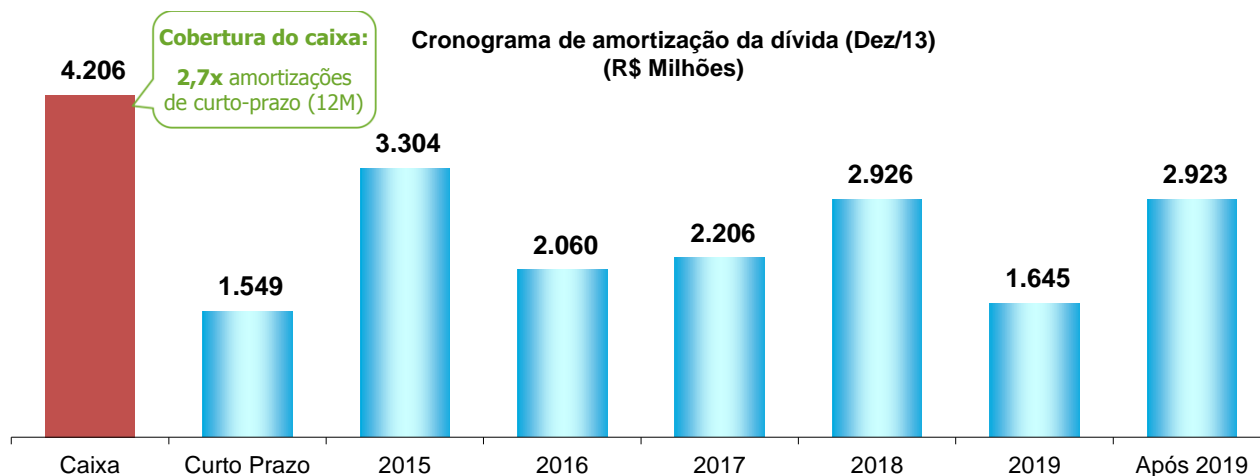
As principais captações e amortizações que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira descrita acima foram:

- **CPFL Renováveis:** captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 360 milhões:
 - + Emissões de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica (R\$ 368 milhões) e pela CPFL Renováveis (R\$ 150 milhões);
 - + Captações de financiamentos pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 4 milhões, dos quais R\$ 1 milhão é relativa a financiamento junto ao BNDES e R\$ 3 milhões são relativas a financiamento junto ao FINEP;
 - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 2 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas ao UTE Ester, no montante de R\$ 4 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 74 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;

- + Captações relacionadas ao Complexo Eólico Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), no montante de R\$ 413 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações relacionadas ao Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 264 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - + Captações de financiamentos pelo Parque Eólico Campo dos Ventos II, no montante de R\$ 130 milhões, dos quais R\$ 95 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES e R\$ 35 milhões são referentes à emissão de cédula de crédito bancário;
 - Amortização de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 460 milhões;
 - Amortização de notas promissórias relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 90 milhões;
 - Amortização relacionada à operação com ações resgatáveis (PCHs Alto Irani e Plano Alto), no montante de R\$ 25 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 32 milhões;
 - Amortização de cédulas de crédito bancário pelo Parque Eólico Campo dos Ventos II, no montante de R\$ 35 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 73 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas PCHs Gavião Peixoto e Capão Preto, no montante de R\$ 4 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelo Complexo Eólico Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), no montante de R\$ 189 milhões;
 - Amortizações relacionadas à Jantus, no montante de R\$ 32 milhões, relativas a financiamento junto ao BNB;
 - Amortizações relacionadas à Santa Luzia, no montante de R\$ 11 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - Amortizações relacionadas à UTE Ester, no montante de R\$ 7 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
 - Amortização relacionada à operação com ações preferenciais resgatáveis da T-15 Energia (controlada da CPFL Renováveis) para aquisição da Bons Ventos, no montante de R\$ 56 milhões;
 - Amortizações relacionadas à Bons Ventos, no montante de R\$ 34 milhões, dos quais R\$ 21 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES, R\$ 7 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB e R\$ 7 milhões são relativos a financiamento junto ao Nordic Investment Bank (NIB).
- Distribuidoras do Grupo: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 663 milhões:
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (7ª Emissão de R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (7ª Emissão de R\$ 235 milhões) e RGE (7ª Emissão de R\$ 170 milhões);
 - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 340 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 100 milhões), RGE (R\$ 205 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 20 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 22 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 31 milhões);

- + Captação de financiamento pela CPFL Paulista (R\$ 250 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 44 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 33 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 21 milhões), CPFL Mococa (R\$ 19 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 3 milhões);
- Amortizações líquidas de captações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 47 milhões;
- Amortizações de principal das debêntures da CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (5ª Emissão de R\$ 160 milhões) e RGE (3ª Emissão de R\$ 197 milhões);
- Amortizações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 915 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 473 milhões);
- Amortizações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 174 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 14 milhões), RGE (R\$ 123 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 11 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 19 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 10 milhões), CPFL Mococa (R\$ 7 milhões) e CPFL Jaguari (R\$ 8 milhões);
- Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 19 milhões.
- CPFL Geração e Ceran: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.483 milhões:
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (5ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Geração e CPFL Brasil;
 - + Emissões de debêntures pela CPFL Geração (6ª Emissão de R\$ 460 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 14 milhões) e Ceran (R\$ 55 milhões).
- CPFL Brasil e CPFL Serviços: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 1.086 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 21 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures da CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Brasil e CPFL Geração;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 10 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões);
 - Amortizações de financiamentos pela CPFL Brasil (R\$ 1 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões).
- CPFL Energia (Holding): captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 990 milhões:
 - + Emissão de debêntures (4ª Emissões de R\$ 1.290 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures (3ª Emissão de R\$ 300 milhões).

Segue abaixo o cronograma de amortização da dívida. Desconsidera encargos de dívidas (CP = R\$ 288 milhões; LP = R\$ 76 milhões), hedge (efeito líquido positivo de R\$ 316 milhões) e Marcação a Mercado (R\$ 44 milhões). Além disso, o prazo médio de amortização é de 4,01 anos.

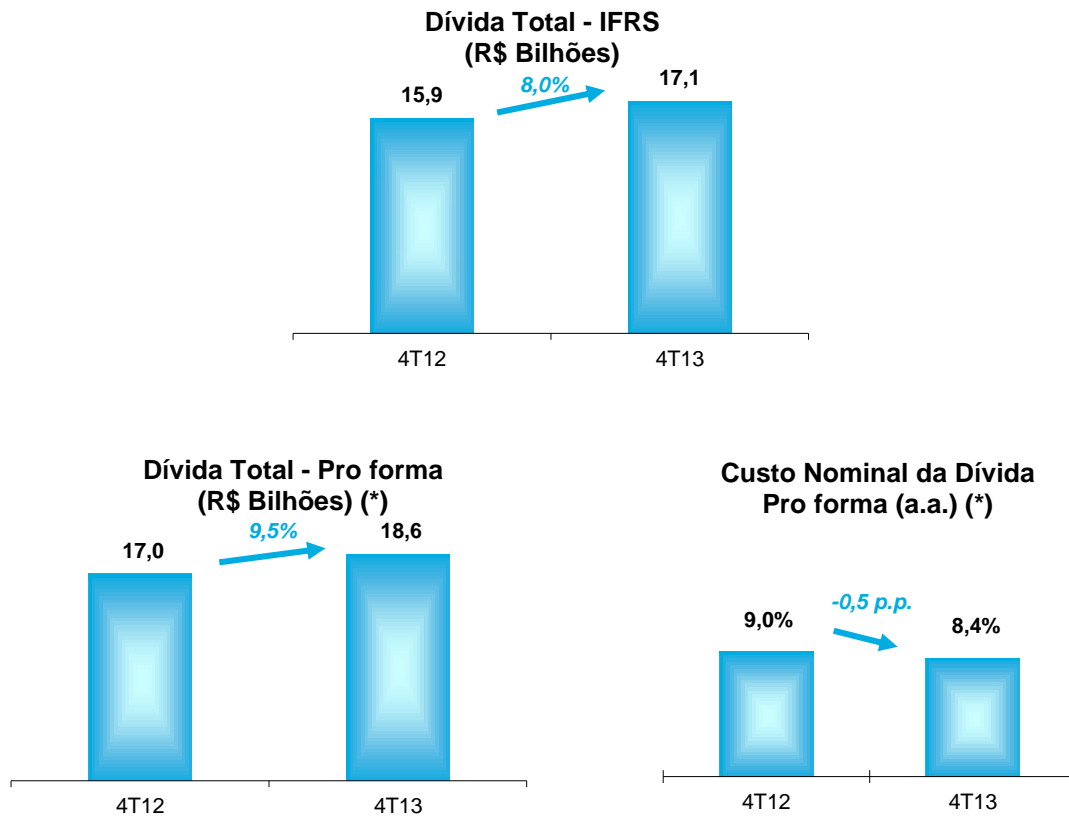


Dívida Financeira - 4T13 - IFRS (R\$ Mil)								
	Encargos		Principal		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
Moeda Nacional								
BNDES - Repotenciação	6	-	1.229	-	1.235	-	1.235	
BNDES - Investimento	24.555	-	872.606	4.067.082	897.161	4.067.082	4.964.242	
BNDES - Bens de Renda	27	-	1.364	5.717	1.391	5.717	7.108	
BNDES - Capital de Giro	-	-	(0)	-	(0)	-	(0)	
Instituições Financeiras	85.356	43.396	556.267	1.503.543	641.623	1.546.939	2.188.562	
Outros	674	-	40.658	19.063	41.332	19.063	60.395	
Sub-Total	110.617	43.396	1.472.125	5.595.404	1.582.741	5.638.801	7.221.542	
Moeda Estrangeira								
Instituições Financeiras	15.213	-	42.501	1.950.740	57.714	1.950.740	2.008.454	
Sub-Total	15.213	-	42.501	1.950.740	57.714	1.950.740	2.008.454	
Debêntures								
CPFL Energia	12.438	-	-	1.287.912	12.438	1.287.912	1.300.350	
CPFL Paulista	51.847	-	-	1.161.568	51.847	1.161.568	1.213.414	
CPFL Piratininga	20.998	-	-	603.436	20.998	603.436	624.434	
RGE	30.786	-	-	667.979	30.786	667.979	698.765	
CPFL Santa Cruz	416	-	-	64.799	416	64.799	65.215	
CPFL Brasil	1.948	-	-	227.471	1.948	227.471	229.419	
CPFL Geração	37.821	-	-	2.489.289	37.821	2.489.289	2.527.110	
CPFL Renováveis	5.879	32.177	34.872	1.059.766	40.751	1.091.943	1.132.695	
Sub-Total	162.134	32.177	34.872	7.562.219	197.006	7.594.396	7.791.402	
Dívida Financeira	287.963	75.573	1.549.498	15.108.363	1.837.461	15.183.937	17.021.398	
Hedge	-	-	-	-	(1.842)	(313.698)	(315.541)	
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	1.835.618	14.870.239	16.705.857	
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	11,0%	89,0%	100%	

Do total do endividamento de R\$ 16.705 milhões no 4T13, R\$ 14.870 milhões (89,0%) são considerados de longo prazo e R\$ 1.836 milhões (11,0%) são considerados de curto prazo. No 4T12, do total de R\$ 16.639 milhões, R\$ 14.507 milhões (87,2%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.132 milhões (12,8%) eram considerados de curto prazo.

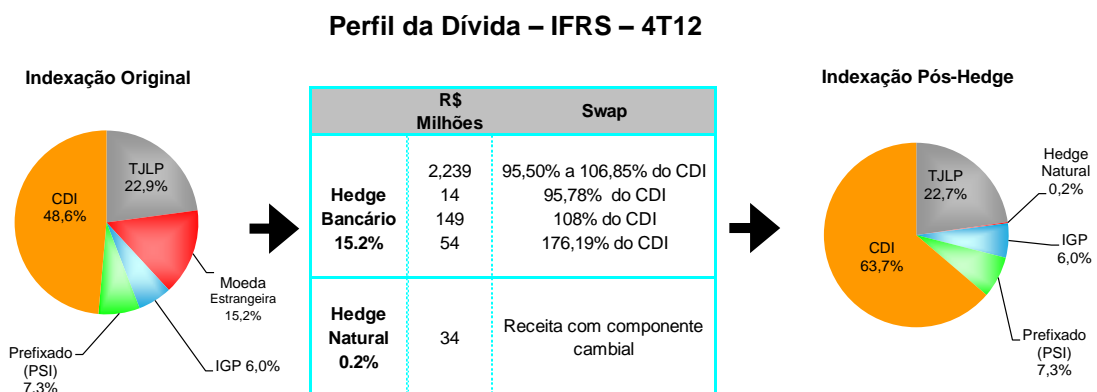
A posição de caixa ao final do 4T13 possui índice de cobertura de 2,7x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até meados de 2015.

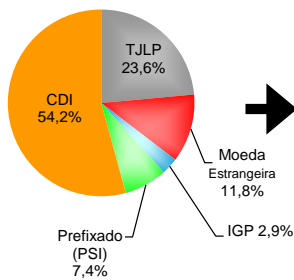
6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + *Hedge* + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



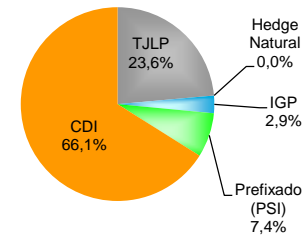
Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 17.133 milhões no 4T13, aumento de 8,0%. O seu custo médio nominal passou de 9,0% a.a., no 4T12, para 8,4% a.a., no 4T13, em função, entre outros fatores, da redução do CDI (de 8,4% para 8,1%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)



Perfil da Dívida – IFRS – 4T13
Indexação Original


	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	1,604	95,50% a 106,85% do CDI
	235	106,40% a 107,70% do CDI
	169	108% do CDI
	55	176,19% do CDI
Hedge Natural	2	Receita com componente cambial

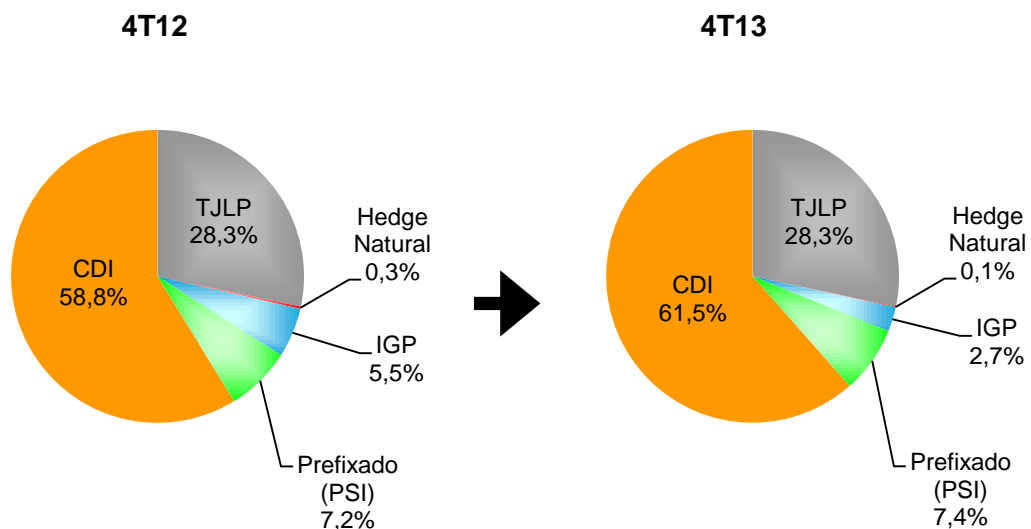
Indexação Pós-Hedge


Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 22,7%, no 4T12, para 23,6%, no 4T13), prefixadas-PSI (de 7,3%, no 4T12, para 7,4%, no 4T13) e atreladas ao CDI (de 63,7%, no 4T12, para 66,1%, no 4T13) e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 6,0%, no 4T12, para 2,9%, no 4T13).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 11,8%, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira é de 0,01% (parcela esta que possui *hedge* natural).

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

Perfil da Dívida – Proforma (*) – Indexação Pós-Hedge – 4T12 vs. 4T13


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

6.3) Dívida Líquida e Alavancagem

IFRS - R\$ Mil	4T13	4T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(16.705.857)	(14.986.168)	11,5%
(+) Disponibilidades	4.206.422	2.435.034	72,7%
(=) Dívida Líquida	(12.499.435)	(12.551.134)	-0,4%

Pro forma (*) - R\$ Mil	4T13	4T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(18.276.266)	(16.639.255)	9,8%
(+) Disponibilidades	4.258.984	2.477.894	71,9%
(=) Dívida Líquida	(14.017.282)	(14.161.361)	-1,0%

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

No 4T13, a dívida líquida atingiu R\$ 12.499 milhões, uma redução de 0,4% ou R\$ 52 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 4T12 no montante de R\$ 12.551 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 1.720 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 6.1;
- Aumento de R\$ 1.771 milhões no saldo de caixa, de R\$ 2.435 milhões no 4T12 para R\$ 4.206 milhões no 4T13, explicado por:
 - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 2.518 milhões;
 - (ii) Investimentos realizados no período: -R\$ 1.735 milhões;
 - (iii) Captações líquidas no período: +R\$ 1.459 milhões;
 - (iv) Pagamento de dividendos: -R\$ 839 milhões;
 - (v) Oferta Pública de Ações de Controlada (CPFL Renováveis): +R\$ 329 milhões;
 - (vi) Outros: +R\$ 40 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada um dos projetos. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A” e o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos, como Ester. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.195 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.399 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 4T13 alcançou 3,59x (valor ainda sob revisão pelos auditores independentes na data deste relatório).

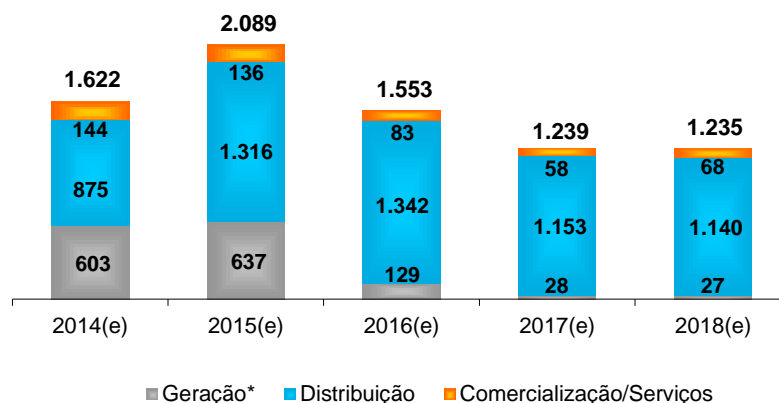
7) INVESTIMENTOS

No 4T13, foram realizados investimentos de R\$ 374 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 218 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 124 milhões à geração (R\$ 120 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 4 milhões de geração convencional) e R\$ 32 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.735 milhões de investimentos em 2013, dos quais R\$ 845 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 838 milhões à geração (R\$ 828 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 10 milhões de geração convencional) e R\$ 52 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 4T13 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. A CPFL Energia, por meio de suas oito distribuidoras, atende 561⁵ municípios, nos Estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2013, nossas distribuidoras possuíam 7,4 milhões de clientes e nossa rede de distribuição consistia em 239.835 km de linhas de distribuição incluindo 342.336 transformadores de distribuição. Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.753 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 454 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição, com capacidade total de transformação de 14.535 MVA;
- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente à UTE Alvorada e ao Complexo Eólico Atlântica, empreendimentos que entraram em operação, respectivamente, em 11 de novembro de 2013 e 24 de março de 2014, e Complexos Eólicos Macacos I, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos ainda em construção.

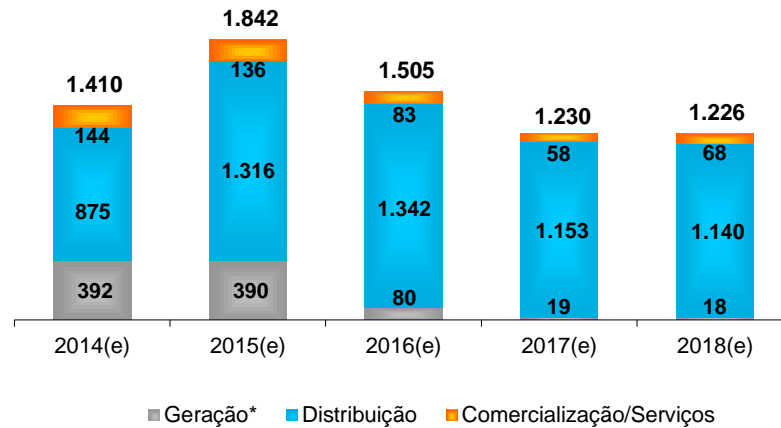
Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



Nota: (*) Considera 100% da CPFL Renováveis e Ceran.

⁵ Esse total se refere ao número total de municípios localizados na área de concessão de nossas subsidiárias. Além disso, nós atendemos consumidores localizados em municípios fora de nossas áreas de concessão em casos onde esses consumidores não são atendidos pela concessionária local.

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
Pro forma – Participação Proporcional nos Projetos de Geração (R\$ milhões)



Nota: (*) Considera a participação proporcional nos projetos de geração.

8) DIVIDENDOS

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	937.418.802
Resultados do resultado de exercícios anteriores	56.292.667
Realização do resultado abrangente	25.961.598
Dividendos prescritos	5.172.327
Constituição/realização de reserva estatutária	61.863.091
Lucro líquido base para destinação	1.086.708.485
Constituição de reserva legal	(46.870.940)
Constituição de reserva de retenção de lucros para investimento	(108.987.000)
Dividendos intermediários	(363.048.878)
Dividendo adicional proposto	567.801.667

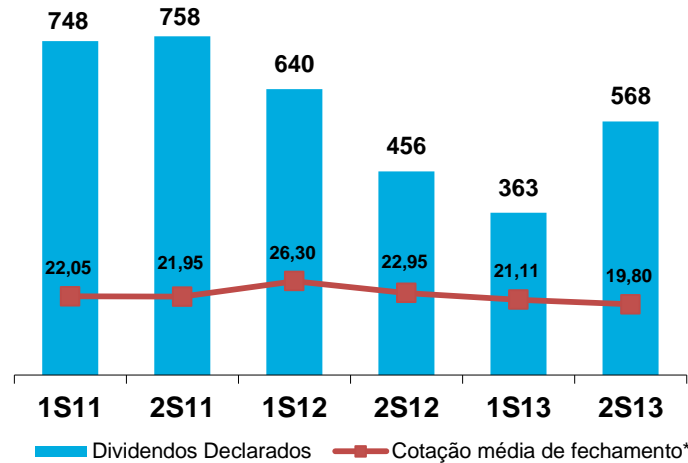
A Administração propõe a distribuição de R\$ 931 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 0,967344326 por ação, relativo ao ano de 2013. Descontando o montante de R\$ 363 milhões, referente ao 1S13 (pago em outubro de 2013), o valor a ser pago será de R\$ 568 milhões, equivalente a R\$ 0,590062200 por ação.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	2S11	1S12	2S12	1S13	2S13
Dividend Yield - últimos 12 meses ⁽¹⁾	7,1%	6,1%	4,6%	3,9%	4,8%

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

O *dividend yield* referente ao 2S13, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 19,80 por ação) é de 3,0% (4,8% nos últimos 12 meses).

Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões



Nota: (*) Considera cotação ajustada pelo grupamento/desdobramento em 29 de junho de 2011. Sem proventos.

Os montantes declarados respeitam a “política de dividendos” da CPFL Energia, que estabelece que seja distribuído como proventos, na forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio (JCP), o mínimo de 50% do lucro líquido ajustado em bases semestrais. A CPFL Energia tem apresentado um *payout ratio* próximo a 95%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

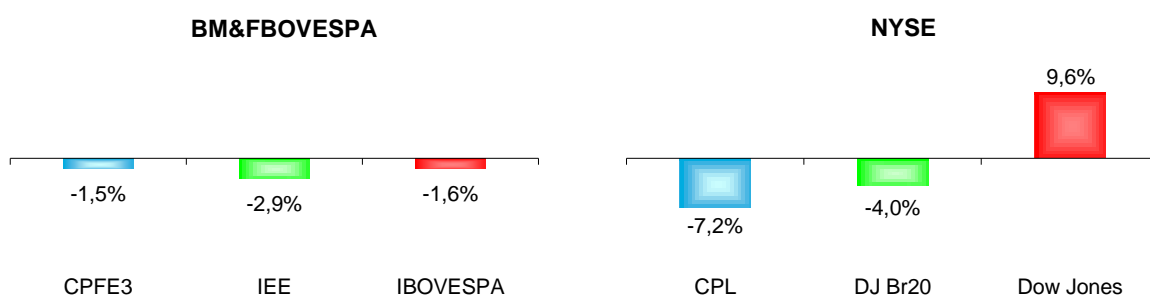
9) MERCADO DE CAPITAIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,5% (até 31 de dezembro de 2013) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

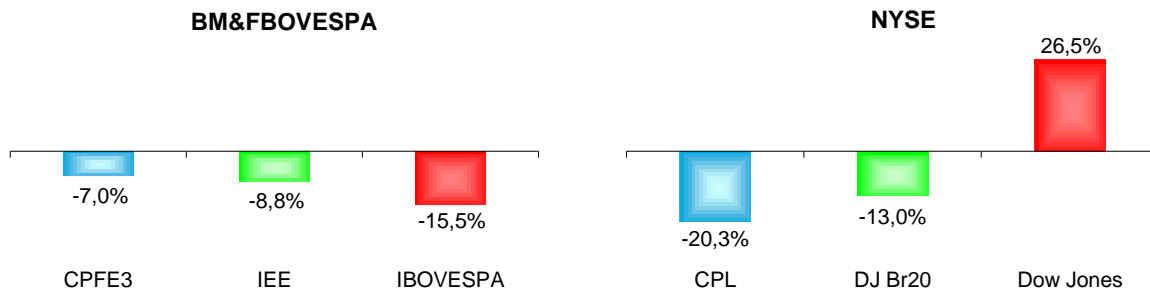
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 19,09 por ação e US\$ 16,01 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/12/2013).

Desempenho das Ações – 4T13 (com ajuste por proventos)



No 4T13, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 1,5% na BM&FBOVESPA e de 7,2% na NYSE.

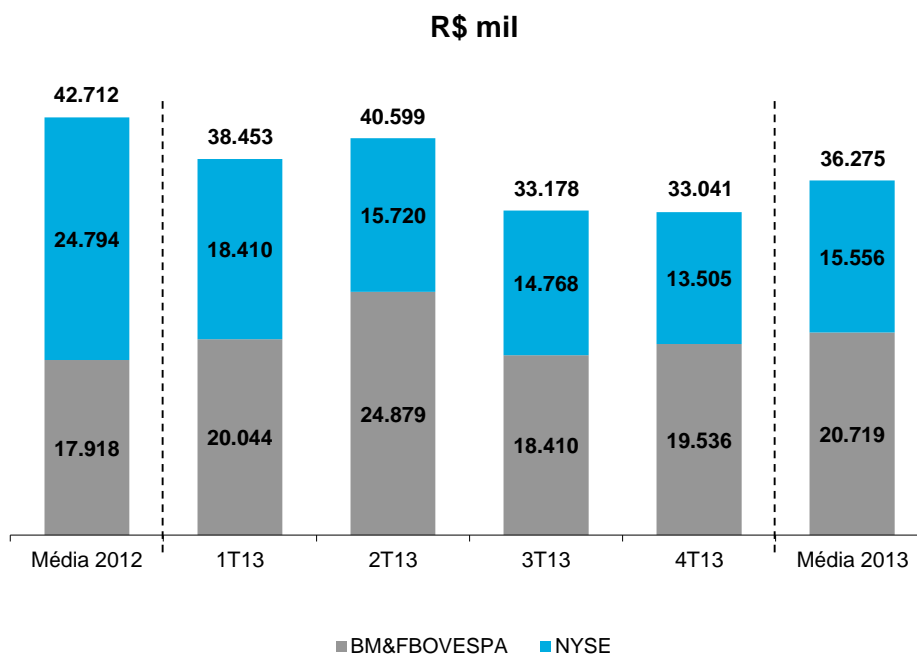
Desempenho das Ações – 2013 (com ajuste por proventos)



Em 2013, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 7,0% na BM&FBOVESPA e de 20,3% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 2013 foi de R\$ 36,3 milhões, sendo R\$ 20,7 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 15,6 milhões na NYSE, representando uma redução de 15,1% em relação a 2012. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 36,6%, passando de uma média diária de 3.081 negócios, em 2012, para 4.208 negócios, em 2013.



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

9.3) Ratings

Em março de 2014, a Fitch emitiu um relatório reafirmando seu rating de crédito para a CPFL Energia. Dessa forma, a Companhia sustenta o rating AA+ em escala nacional, com perspectiva estável.

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

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2010	2011	2012	2013
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

10) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

A CPFL Energia é listada nos segmentos de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e ADRs Nível III na Bolsa de Nova York, sendo vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBovespa. Seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias e assegura *tag along* de 100%, no caso de alienação de controle.

O Conselho de Administração da Companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela Lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em seu Regimento Interno. O órgão é composto por um conselheiro independente e seis conselheiros indicados pelos acionistas controladores, com prazo de mandato de um ano sendo permitida a reeleição. O Conselho se reúne ordinariamente uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, elegendo, dentre seus membros, um presidente e um vice-presidente. Nenhum conselheiro integra a Diretoria Executiva da Companhia.

O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são constituídas Comissões ad hoc que assessoram o Conselho de Administração em relação a temas como governança corporativa, estratégia, orçamento, compra de energia, novos negócios e políticas financeiras.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em Regimento Interno e no Guia do Conselho Fiscal.

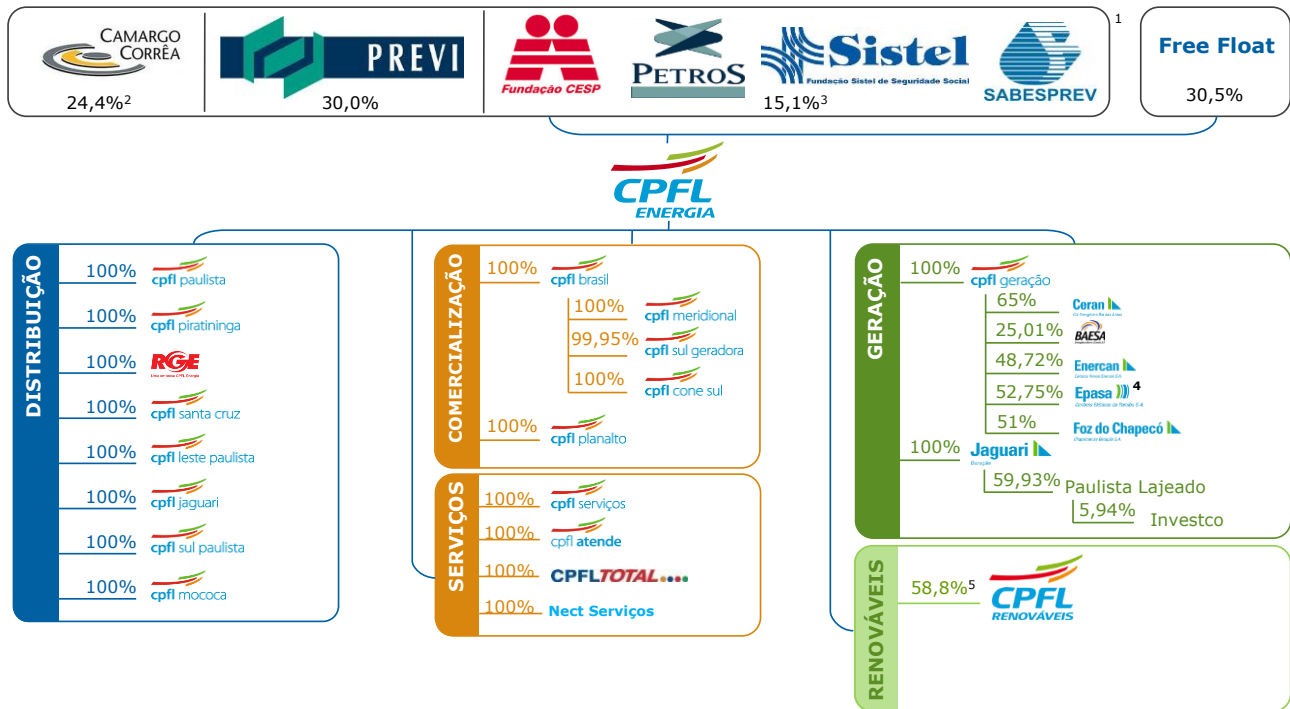
A Diretoria Executiva é formada por seis diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao Diretor Presidente cabe a indicação dos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

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à Governança Corporativa estão disponíveis no

website de Relações com Investidores www.cpfl.com.br/ri.

11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/12/2013

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



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (5) CPFL Energia detém 58,8% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	3.744.047	4.584.305	-18,3%	14.950.739	17.139.062	-12,8%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	3.727.844	4.598.965	-18,9%	15.116.895	16.819.031	-10,1%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	2.670.123	3.017.006	-11,5%	10.570.662	11.046.818	-4,3%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	2.647.805	3.042.890	-13,0%	10.716.387	10.829.877	-1,0%
Custo com Energia Elétrica	(1.902.880)	(2.138.676)	-11,0%	(6.841.318)	(7.523.733)	-9,1%
Custos e Despesas Operacionais	(656.606)	(1.036.676)	-36,7%	(3.048.531)	(3.372.870)	-9,6%
Resultado do Serviço	357.686	211.655	69,0%	1.677.978	1.501.764	11,7%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	469.656	319.639	46,9%	2.115.488	1.914.001	10,5%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	519.389	805.395	-35,5%	2.210.870	2.655.238	-16,7%
Resultado Financeiro	(10.809)	(410)	2539,4%	(401.741)	(74.389)	440,1%
Lucro Antes da Tributação	346.877	211.245	64,2%	1.276.237	1.427.375	-10,6%
Lucro Líquido (IFRS)	242.821	149.198	62,8%	852.525	958.294	-11,0%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	272.585	370.214	-26,4%	1.046.711	1.356.057	-22,8%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.9.

Receita Operacional

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 atingiu R\$ 3.744 milhões, uma redução de 18,3% (R\$ 840 milhões).

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

- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -17,5%, no período entre 4T12 e 4T13, no valor de R\$ 850 milhões em virtude das revisões e reajustes tarifários e dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária extraordinária ("RTE") de 2013, aplicado aos consumos a partir do dia 24 de janeiro de 2013. Nesta revisão extraordinária foram incorporadas as cotas de energia elétrica das usinas geradoras que renovaram os seus contratos de concessão. O total de energia oriundo destas usinas foi dividido em cotas para as distribuidoras. Também foram computados os efeitos das extinções da RGR e CCC e as reduções da CDE e dos custos de transmissão;
- Redução de R\$ 138 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;
- Redução de R\$ 17 milhões em Suprimento de Energia Elétrica, decorrente, principalmente, das reduções no volume de energia elétrica comercializadas no curto prazo;
- Redução de R\$ 19 milhões em Outras Receitas;
Parcialmente compensado por:
 - Aporte de CDE, no montante de R\$ 165 milhões;
 - Aumento de 0,5% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 19 milhões

(mercado + mix).

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.074 milhões, representando uma redução de 31,5% (R\$ 493 milhões), devido aos seguintes reduções:

- (i) de 100,0% na CCC (R\$ 112 milhões);
- (ii) de 73,4% na CDE (R\$ 107 milhões);
- (iii) de 23,0% na PIS e Cofins (R\$ 92 milhões);
- (iv) de 18,5% no ICMS (R\$ 152 milhões);
- (v) de 32,9% (R\$ 13 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética;
- (vi) de 87,9% na RGR (R\$ 21 milhões);

Essas reduções foram parcialmente compensadas:

- (vii) pelo aumento de 19,6% no Proinfa (R\$ 4 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 2.670 milhões no 4T13, representando uma redução de 11,5% (R\$ 347 milhões).

Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.903 milhões no 4T13, representando uma redução de 11,0% (R\$ 236 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 4T13 foi de R\$ 1.684 milhões, o que representa um aumento de 0,3% (R\$ 5 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento de 100,0% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 94 milhões), devido aos aumentos de 75,6% na quantidade de energia comprada (202 GWh) e de 13,9% no preço médio de compra;
 - (ii) Aumento de 14,7% no custo de energia de Itaipu (R\$ 43 milhões), decorrente principalmente do aumento de 23,4% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 7,1% (191 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 10,9% no custo com Proinfa (R\$ 6 milhões), devido ao aumento de 50,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 26,5% (96 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aporte de CDE (reduzidor de custo), no montante de R\$ 107 milhões, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
 - (v) Redução de 2,2% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 31 milhões), devido à redução de 44,4% (6.252 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 75,9% no preço médio de compra;
 - (vi) Aumento de 0,3% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia (R\$ 1 milhão).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 219 milhões no 4T13, redução de 52,4% (R\$ 241 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 51,2% nos encargos da rede básica (R\$ 143 milhões), devido principalmente as reduções de 52,2% na CPFL Paulista (R\$ 73 milhões), de 48,8% na CPFL Piratininga (R\$ 33 milhões) e de 49,2% na RGE (R\$ 25 milhões), em virtude dos

efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, houve redução dos custos de transmissão;

- (ii) Redução de 65,2% nos encargos de Itaipu (R\$ 16 milhões);
- (iii) Redução de 47,7% nos encargos de conexão (R\$ 10 milhões);
- (iv) Redução de 46,9% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 4 milhões);
- (v) Redução de 52,1% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 87 milhões), devido principalmente às reduções de 50,9% na CPFL Paulista (R\$ 46 milhões), de 54,3% na CPFL Piratininga (R\$ 21 milhões) e de 59,4% na RGE (R\$ 16 milhões);
- (vi) Redução de 99,5% nos encargos de energia de reserva – EER R\$ 7 milhões;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Aporte de CDE (reduzidor de custo), no montante de R\$ 1 milhão, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
- (viii) Redução de 52,3% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 25 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 657 milhões no 4T13, registrando uma redução de 36,7% (R\$ 380 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 33,2% (R\$ 123 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\$ 370 milhões no 4T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 287 milhões no 4T13, comparado a R\$ 549 milhões no 4T12, registrando uma redução de 47,7% (R\$ 262 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 4T12):
 - (i) Receita **não-recorrente** relacionada à alienação de ativos (imóveis e veículos) no 4T13 (R\$ 25 milhões);
 - (ii) Aumento **não-recorrente do 4T12** nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 142 milhões);
 - (iii) Despesa **não-recorrente no 4T12** devido à mudança de estimativa para provisão para créditos de liquidação duvidosa nas 8 distribuidoras (variação positiva de R\$ 22 milhões);
 - (iv) Despesas adicionais **não-recorrentes no 4T12** referentes a desligamento de pessoal, principalmente na CPFL Paulista e na CPFL Piratininga (R\$ 7 milhões);
 - (v) Aumento **não-recorrente do 4T12** nas outras despesas operacionais relacionado à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, nas distribuidoras CPFL Paulista e RGE (R\$ 28 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 4T13 seria de R\$ 317 milhões, comparado a R\$ 356 milhões no 4T12, uma **redução de 10,8% (R\$ 38 milhões)**.

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram redução líquida de 14,8% (R\$ 21 milhões), devido principalmente à redução de horas extras e menores provisões;
- (ii) Gastos com material, que registraram redução de 27,6% (R\$ 6 milhões),

principalmente em função da redução em manutenção de linhas e redes na CPFL Paulista (R\$ 5 milhões);

- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 13,7% (R\$ 16 milhões):
- ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 11 milhões) e na CPFL Piratininga (4 milhões), principalmente pela redução nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, manutenção de hardware/software e *call center*;
 - ✓ Na RGE (R\$ 1 milhão), principalmente pela redução nas despesas com serviços de *call center*;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 6,2% (R\$ 5 milhões).

Parcialmente compensados por:

- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 3,7% (R\$ 4 milhões).

Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um líquido a receber de R\$ 75 milhões no 4T13 e de R\$ 286 milhões no 4T12 (impacto no EBITDA). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 4T13 totalizou R\$ 470 milhões, registrando um aumento de 46,9% (R\$ 150 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** totalizou R\$ 519 milhões no 4T13, comparado a R\$ 805 milhões no 4T12, uma redução de 35,5% (R\$ 286 milhões). Este impacto reflete a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária em todas as nossas distribuidoras.

Resultado Financeiro

No 4T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 11 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 1 milhão no 4T12 (R\$ 10 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receitas Financeiras: aumento de 37,0% (R\$ 57 milhões), passando de R\$ 154 milhões no 4T12 para R\$ 211 milhões no 4T13 devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 29 milhões), em virtude do aumento do CDI;
 - ✓ Aumento de atualização de depósitos judiciais (R\$ 81 milhões);
 - ✓ Aumento em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 9 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Redução da receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 47 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
 - ✓ Redução de acréscimos e multas moratórias (R\$ 16 milhões).
- (ii) Despesas Financeiras: aumento de R\$ 67 milhões, passando de R\$ 154 milhões no 4T12 para R\$ 221 milhões no 4T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aumento nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 93 milhões), em virtude do aumento do CDI e da apreciação do câmbio, respectivamente;
 - ✓ Outros (R\$ 23 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Redução da despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 38 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
 - ✓ Despesa financeira **não-recorrente do 4T12** na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 7 milhões);
 - ✓ Despesa financeira **não-recorrente do 4T12** relacionada à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, nas distribuidoras CPFL Paulista e RGE (R\$ 4 milhões).

Lucro Líquido

No 4T13, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 243 milhões, registrando um aumento de 62,8% (R\$ 94 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 273 milhões no 4T13, comparado a R\$ 370 milhões no 4T12, uma redução de 26,4% (R\$ 98 milhões). Este impacto reflete basicamente a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária em todas as nossas distribuidoras.

12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias		
Distribuidora	Periodicidade	Data da Revisão
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2011 ⁽¹⁾
CPFL Santa Cruz	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Leste Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Jaguari	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Sul Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Mococa	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2013
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2013

Notas:

- (1) Data prorrogada pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011;
- (2) Datas prorrogadas pela Aneel, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012.

CPFL Piratininga

Em 18 de outubro de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, a Aneel prorrogou a vigência das tarifas da CPFL Piratininga até a conclusão da Audiência Pública AP040, para definição da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Em 2 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.364, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -5,43%, sendo -4,45% relativos ao Reposicionamento Tarifário e -0,98% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,78% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012, juntamente com o novo reajuste tarifário, conforme mencionado no item “12.1.3”.

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

Em 20 de dezembro de 2011, devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, e por meio da Resolução Normativa nº 471, a Aneel facultou a prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária, e estabeleceu que os efeitos resultantes da revisão tarifária fossem aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário (fevereiro de 2013 para essas distribuidoras), incluindo seus efeitos retroativos. No caso das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, as Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012, concederam a prorrogação das tarifas então vigentes.

No dia 11 de dezembro de 2012, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica dessas distribuidoras, conforme tabela abaixo:

Revisão Tarifária Periódica (RTP)	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
	REH 1393/2012	REH 1394/2012	REH 1392/2012	REH 1391/2012	REH 1390/2012
Reposicionamento Tarifário	-7,15%	-2,20%	7,20%	4,36%	-4,41%
Componentes financeiros	0,05%	2,28%	1,80%	3,74%	0,69%
Efeito médio	-7,10%	0,08%	9,00%	8,10%	-3,72%
Percepção do consumidor	-7,33%	-1,25%	6,34%	-4,66%	-5,02%

CPFL Paulista

Em 4 de abril de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.504, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 5,48%, sendo 4,53% relativos ao Reposicionamento Tarifário e 0,95% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 6,18% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2013.

RGE

Em 18 de junho de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.535, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em -10,32%, sendo -10,66% relativos ao Reposicionamento Tarifário e 0,34% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -10,64% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2013.

12.1.3) Reajuste Tarifário

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

CPFL Piratininga

Em 22 de outubro de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.638, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 7,42%, sendo 9,69% relativos ao Reajuste Tarifário e -2,27% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 6,91% a ser percebido pelos consumidores. O cálculo levou em consideração a alteração do Reajuste Tarifário referente a 2012, que passou de 8,79% para 8,08%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2013.

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

Em 30 de janeiro de 2014, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2014 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Reajuste Tarifário Anual (RTA)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	1.679	1.677	1.680	1.681	1.682
IRT Econômico	2,00%	-3,16%	1,17%	-4,74%	9,89%
Componentes Financeiros	-4,07%	-2,35%	-4,90%	-2,93%	4,97%
IRT Total	-2,07%	-5,51%	-3,73%	-7,67%	14,86%
Efeito Médio	-9,53%	0,43%	3,70%	-5,32%	26,00%

Esses reajustes foram aplicados sobre as tarifas definidas na Revisão Tarifária Extraordinária mencionada no item "12.1.4". As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2013.

12.1.4) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2013

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, todas as concessionárias passaram a adotar novas tarifas de energia elétrica a partir do dia 24 de janeiro de 2013, a fim de contemplar os efeitos promovidos pela renovação das concessões de geração e transmissão e pela redução de encargos setoriais sobre o preço de energia.

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

Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
IRT Econômico	-12,0%	-15,3%	-7,6%	-18,4%	-25,4%	-17,2%	-6,8%	-11,3%
Componentes Financeiros	0,7%	-0,5%	1,8%	0,0%	0,1%	2,3%	3,7%	1,1%
IRT Total	-11,4%	-15,8%	-5,8%	-18,4%	-25,4%	-14,9%	-3,1%	-10,2%
Efeito médio	-22,8%	-20,4%	-24,4%	-23,8%	-25,3%	-26,4%	-23,7%	-26,7%

12.1.5) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

O Grupo mantém a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Indicadores DEC e FEC 4T12/2012 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,48	5,64	14,33	5,27	8,26	4,48	10,90	5,82
FEC	5,37	4,23	8,75	5,82	6,55	4,62	9,01	5,66

Indicadores DEC e FEC 4T13/2013 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,14	7,44	17,35	6,97	7,58	5,92	9,08	4,86
FEC	4,73	4,58	9,04	6,82	6,33	5,43	6,72	4,93

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	539.532	680.528	-20,7%	2.299.441	2.301.440	-0,1%
Receita Operacional Líquida	474.819	600.893	-21,0%	2.030.520	2.031.498	0,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	42.010	74.562	-43,7%	74.132	287.027	-74,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	27.630	34.568	-20,1%	51.653	127.437	-59,5%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e combinação de negócios, conforme Instrução CVM 527/12.

Receita Operacional

No 4T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 540 milhões, representando uma redução de 20,7% (R\$ 141 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 475 milhões, representando uma redução de 21,0% (R\$ 126 milhões).

EBITDA

No 4T13, o EBITDA foi de R\$ 42 milhões, redução de R\$ 33 milhões.

Lucro Líquido

No 4T13, o lucro líquido foi de R\$ 28 milhões, redução de R\$ 7 milhões.

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Ge	532.151	498.582	6,7%	1.936.634	1.653.423	17,1%
Receita Operacional Líquida	493.096	461.842	6,8%	1.798.353	1.543.466	16,5%
Custo com Energia Elétrica	(44.389)	(45.699)	-2,9%	(266.614)	(127.300)	109,4%
Custos e Despesas Operacionais	(181.950)	(215.014)	-15,4%	(620.653)	(528.755)	17,4%
Resultado do Serviço	266.757	201.128	32,6%	911.086	887.410	2,7%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)⁽¹⁾	329.840	267.801	23,2%	1.163.852	1.169.507	-0,5%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	329.840	267.801	23,2%	1.222.627	1.169.507	4,5%
Resultado Financeiro	(132.954)	(83.589)	59,1%	(463.385)	(386.001)	20,0%
Lucro antes da Tributação	133.803	117.540	13,8%	447.701	501.410	-10,7%
Lucro Líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	99.366	92.779	7,1%	316.052	352.843	-10,4%
Lucro Líquido Gerencial⁽³⁾	99.366	92.779	7,1%	343.990	377.842	-9,0%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes.

Receita Operacional

No 4T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 532 milhões, representando um aumento de 6,7% (R\$ 34 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 493 milhões, representando um aumento

de 6,8% (R\$ 31 milhões).

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

- (i) Incremento de receita advindo principalmente da CPFL Geração, Foz do Chapecó e Ceran, no montante de R\$ 29 milhões, decorrente de reajuste no preço dos contratos bilaterais (cenário macroeconômico);
- (ii) Maior liquidação de energia secundária em relação ao 4T12 no valor de R\$ 24 milhões em Enercan, Ceran, Foz do Chapecó e Jaguari Geração;
Parcialmente compensado por:
- (iii) Menor despacho térmico da Epasa no valor de R\$ 20 milhões em 4T13;

Custo com Energia Elétrica

No 4T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 44 milhões, representando uma redução de 2,9% (R\$ 1 milhão).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 182 milhões no 4T13, comparados a R\$ 215 milhões no 4T12, uma redução de 15,4% (R\$ 33 milhões), devida principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 119 milhões, registrando uma redução de R\$ 30 milhões, devida principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Redução nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa, devido à menor geração de energia (R\$ 21 milhões);
 - ✓ Estorno referente à manutenção de ativos da Epasa (R\$ 8 milhões);
 - ✓ Redução das despesas com serviços de terceiros no valor de R\$ 2 milhões;
 - ✓ Reclassificação da atualização do saldo de provisão de ISS - Imposto Sobre Serviços da Enercan de despesas operacionais para despesas financeiras, no valor de R\$ 4 milhões ;
Parcialmente compensado pelo:
 - ✓ Aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia gerada pelas usinas, em Enercan, Ceran e Foz do Chapecó (R\$ 5 milhões);
- (ii) Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 63 milhões, registrando uma redução de 5,4% (R\$ 4 milhões), em relação ao 4T12 (R\$ 67 milhões).

EBITDA

No 4T13, o **EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)** foi de R\$ 330 milhões, comparado a R\$ 268 milhões no 4T12, um aumento de 23,2% (R\$ 62 milhões).

Resultado Financeiro

No 4T13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 133 milhões, representando um aumento de 59,1% (R\$ 49 milhões) em relação ao 4T12. Dessa variação, as Despesas Financeiras passaram de R\$ 97 milhões no 4T12 para R\$ 154 milhões no 4T13 (aumento de R\$

57 milhões), enquanto as Receitas Financeiras passaram de R\$ 13 milhões no 4T12 para R\$ 21 milhões no 4T13 (aumento de R\$ 8 milhões).

Lucro Líquido

No 4T13, o **lucro líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)** foi de R\$ 99 milhões, comparado a R\$ 93 milhões no 4T12, um aumento de 7,1% (R\$ 7 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	357.158	296.850	20,3%	1.087.419	860.948	26,3%
Receita Operacional Líquida	334.118	277.677	20,3%	1.018.612	806.420	26,3%
Custo com Energia Elétrica	(103.462)	(38.206)	170,8%	(267.515)	(112.010)	138,8%
Custos e Despesas Operacionais	(141.359)	(162.357)	-12,9%	(536.346)	(479.271)	11,9%
Resultado do Serviço	89.297	77.114	15,8%	214.750	215.139	-0,2%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	175.572	165.656	6,0%	563.105	504.511	11,6%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	248.705	180.435	37,8%	737.805	519.290	42,1%
Resultado Financeiro	(61.222)	(69.641)	-12,1%	(259.160)	(197.622)	31,1%
Lucro antes da Tributação	28.075	7.473		(44.410)	17.517	
Lucro Líquido (IFRS)	27.787	(155)		(55.017)	8.261	
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	100.920	14.624	590,1%	119.683	23.040	

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;

(2) IFRS – Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 4T13, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início das operações da usina à biomassa Coopcana (50MW) em agosto de 2013;
- (ii) Início das operações dos parques eólicos Campo dos Ventos II (30MW) em setembro de 2013;
- (iii) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Atlântica (120 MW) a partir de setembro de 2013;
- (iv) Início das operações da usina à biomassa Alvorada (50MW) em novembro de 2013

Receita Operacional

No 4T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 357 milhões, representando um aumento de 20,3% (R\$ 60 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 334 milhões, representando um aumento de 20,3% (R\$ 56 milhões). Aumento decorrente, principalmente, pelos projetos que iniciaram as vendas no período (citado acima), além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo de 2013.

Custo com Energia Elétrica

No 4T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 103 milhões, representando um aumento de 170,8% (R\$ 65 milhões) referente à compra de energia para as usinas de biomassa Alvorada e Coopcana e para o Complexo Atlântica da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas. O montante total referente a essa compra corresponde à R\$ 73 milhões – **Não-recorrente**.

Custos e Despesas Operacionais

No 4T13, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 141 milhões, representando uma redução de R\$ 21 milhões, como segue:

- (i) PMSO atingiu o valor de R\$ 55 milhões no 4T13, uma redução de 25,4%, R\$ 19 milhões, devido em grande medida por **Outros efeitos não-recorrentes** de R\$ 15 milhões no 4T12.
- (ii) Depreciação e Amortização menor, no valor de R\$ 2 milhões, uma redução de 2,6% em decorrência da adequação das taxas utilizadas uma vez que em 2012 algumas controladas utilizavam-se das taxas fiscais ou taxas ANEEL e em 2013 estão utilizando a taxa de acordo com o prazo de autorização/concessão, compensado parcialmente pelo efeito das empresas que entraram em operação;

EBITDA

No 4T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 176 milhões, aumento de 6,0% (R\$ 10 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** seria de R\$ 249 milhões no 4T13, comparado a R\$ 180 milhões no 4T12, um aumento de R\$ 68 milhões.

Resultado Financeiro

No 4T13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 61 milhões, uma redução de R\$ 8 milhões em comparação com o 4T12, devida a uma redução na despesa financeira (R\$ 2 milhões) e uma receita financeira adicional (R\$ 6 milhões).

Lucro Líquido

No 4T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 27,8 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 0,2 milhão no 4T12.

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** seria de R\$ 100,9 milhões no 4T13, comparado a R\$ 14,6 milhões no 4T12, um aumento de R\$ 86,3 milhões (590,1%).

12.4.2) Status dos Projetos de Geração

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totalizava 1.417 MW de capacidade instalada em operação e 384 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 22 parques eólicos (719 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 15 parques eólicos (384 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.767 MW, perfazendo um portfólio total de 5.567 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - portfólio					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	719	370	1	1.417
Em construção	-	384	-	-	384
Em desenvolvimento	626	3.141	-	-	3.767
TOTAL	953	4.244	370	1	5.567

UTE Alvorada – Em Operação

A UTE Alvorada, localizada em Araporã-MG, entrou em operação comercial em 11 de novembro de 2013. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

Parques Eólicos Rosa dos Ventos – Em Operação

Foi concluída, em 27 de fevereiro de 2014, a aquisição de 100% das ações da sociedade Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. (“Rosa dos Ventos”), que detém autorizações outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) para explorar os parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato. O primeiro parque, em operação desde Dezembro/2008, possui potência instalada de 10,5 MW, garantia física de 4,10 MWm e energia contratada de 3,31 MWm (preço: R\$ 350,81/MWh – junho de 2013). Já segundo, em operação desde Junho/2009, possui potência instalada de 3,23 MW, garantia física de 1,26 MWm e energia contratada de 1,43 MWm (preço: R\$ 309,32/MWh – junho de 2013). A totalidade da energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Parques Eólicos Complexo Atlântica – Em Operação

Os Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V), localizados no estado do Rio Grande do Sul, entrou em operação comercial total em 24 de março de 2014. A potência instalada é de 120 MW e a garantia física é de 52,7 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 154,80/MWh – dezembro de 2012).

Parques Eólicos Complexo Macacos I

Os Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2T14. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 152,60/MWh – dezembro de 2012).

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada

em operação está prevista para o 1S16. A potência instalada é de 82 MW e a garantia física é de 40,2 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2S16. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município Itarema - CE, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios.

12.4.3) Evento Subsequente – Associação com a Dobrevê Energia

A CPFL Renováveis assinou um Acordo de Associação com a DESA e seus acionistas controladores em 17 de fevereiro de 2014, por meio do qual seus ativos passarão a fazer parte do portfólio da empresa, e em contrapartida os acionistas controladores da DESA passarão a ser acionistas da Companhia com participação de 12,63% no capital social. Uma vez concluída a Associação, o portfólio da Companhia alcançará 2.131,1 MW em capacidade total contratada, correspondendo a 1.694,4 MW em operação e outros 436,7 MW em construção. A operação está condicionada ao cumprimento de condições precedentes, entre as quais auditorias e anuências de órgãos como Aneel e Cade. A participação acionária poderá sofrer eventuais ajustes decorrentes de tais auditorias a serem realizadas pelas partes envolvidas, bem como da verificação das demonstrações financeiras auditadas das partes.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
ATIVO	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.206.422	2.435.034
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.007.789	2.205.024
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	55.265	55.033
Títulos e Valores Mobiliários	24.806	6.100
Tributos a Compensar	262.433	250.987
Derivativos	1.842	870
Estoques	21.625	36.826
Arrendamentos	10.757	9.740
Ativo Financeiro da Concessão	-	34.444
Outros Créditos	673.383	510.880
TOTAL DO CIRCULANTE	7.264.323	5.544.938
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	153.854	161.658
Coligadas, Controladas e Controladora	86.655	-
Depósitos Judiciais	1.143.179	1.125.339
Tributos a Compensar	173.362	206.653
Derivativos	316.648	486.438
Créditos Fiscais Diferidos	1.168.706	1.257.787
Arrendamentos	37.817	31.703
Ativo Financeiro da Concessão	2.787.073	2.342.796
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	296.096	343.814
Investimentos	1.032.681	1.022.126
Imobilizado	7.717.419	7.104.060
Intangível	8.748.328	9.180.312
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23.778.473	23.379.341
TOTAL DO ATIVO	31.042.796	28.924.279

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.884.693	1.689.137
Encargos de Dívidas	125.829	138.293
Encargos de Debêntures	162.134	94.825
Empréstimos e Financiamentos	1.514.626	1.419.034
Debêntures	34.872	310.149
Entidade de Previdência Privada	76.810	51.675
Taxas Regulamentares	32.379	110.776
Impostos, Taxas e Contribuições	318.063	430.472
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	21.224	26.542
Obrigações Estimadas com Pessoal	67.633	71.725
Derivativos	-	109
Uso do Bem Público	3.738	3.443
Outras Contas a Pagar	663.529	623.267
TOTAL DO CIRCULANTE	4.905.531	4.969.447
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	-	4.467
Encargos de Dívidas	43.396	62.271
Encargos de Debêntures	32.177	-
Empréstimos e Financiamentos	7.546.144	7.658.196
Debêntures	7.562.219	5.790.263
Entidade de Previdência Privada	350.640	831.184
Impostos, Taxas e Contribuições	32.555	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.117.146	1.155.733
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	467.996	349.094
Derivativos	2.950	336
Uso do Bem Público	79.438	76.371
Outras Contas a Pagar	103.886	135.788
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	17.338.547	16.063.703
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	287.630	228.322
Reserva Legal	603.352	556.481
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	108.987	326.899
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	265.037	-
Dividendo	567.802	455.906
Resultado Abrangente Acumulado	397.668	(36.598)
Lucros Acumulados	-	56.293
	7.023.899	6.380.728
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.774.819	1.510.401
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.798.718	7.891.129
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.042.796	28.924.279

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	4T13	4T12	Varição	2013	2012	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.472.473	4.316.554	-19,55%	13.877.873	16.051.247	-13,54%
Suprimento de Energia Elétrica	651.824	662.392	-1,60%	2.522.419	2.088.388	20,78%
Receita com construção de infraestrutura	251.307	370.000	-32,08%	1.004.399	1.351.550	-25,69%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	502.782	472.353	6,44%	1.934.676	1.757.595	10,08%
	4.878.385	5.821.299	-16,20%	19.339.367	21.248.779	-8,99%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.160.413)	(1.651.171)	-29,72%	(4.705.511)	(6.357.904)	-25,99%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.717.973	4.170.128	-10,84%	14.633.856	14.890.875	-1,73%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.959.810)	(1.936.573)	1,20%	(7.468.718)	(6.730.004)	10,98%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(234.514)	(473.062)	-50,43%	(727.969)	(1.522.991)	-52,20%
	(2.194.324)	(2.409.635)	-8,94%	(8.196.687)	(8.252.995)	-0,68%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(175.011)	(203.545)	-14,02%	(723.602)	(697.258)	3,78%
Material	(26.868)	(36.646)	-26,68%	(106.146)	(103.368)	2,69%
Serviços de Terceiros	(128.492)	(147.275)	-12,75%	(487.024)	(541.234)	-10,02%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(66.222)	(295.821)	-77,61%	(629.326)	(597.121)	5,39%
Custos com construção de infraestrutura	(251.307)	(370.000)	-32,08%	(1.004.399)	(1.351.550)	-25,69%
Entidade de Previdência Privada	(10.302)	(8.331)	23,66%	(61.665)	(33.332)	85,00%
Depreciação e Amortização	(192.108)	(190.814)	0,68%	(758.253)	(694.213)	9,22%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.031)	(75.596)	-2,07%	(296.977)	(284.713)	4,31%
	(924.341)	(1.328.028)	-30,40%	(4.067.393)	(4.302.788)	-5,47%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	911.888	726.566	25,51%	3.547.112	3.435.992	3,23%
RESULTADO DO SERVIÇO	599.307	432.465	38,58%	2.369.776	2.335.092	1,49%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	270.526	185.000	46,23%	699.208	706.963	-1,10%
Despesas	(441.624)	(322.957)	36,74%	(1.670.651)	(1.284.736)	30,04%
	(171.098)	(137.957)	24,02%	(971.443)	(577.773)	68,14%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	46.132	27.368	68,56%	120.868	120.680	0,16%
Amortização Mais Valia de Ativos	310	324	-4,44%	1.238	1.295	-4,36%
	46.441	27.692	67,71%	122.106	121.975	0,11%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	474.341	321.875	47,37%	1.519.201	1.877.999	-19,11%
Contribuição Social	(43.677)	(32.109)	36,03%	(156.756)	(178.018)	-11,94%
Imposto de Renda	(107.808)	(97.633)	10,42%	(413.408)	(492.919)	-16,13%
LUCRO LÍQUIDO	322.856	192.133	68,04%	949.036	1.207.062	-21,38%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>300.930</i>	<i>185.574</i>	<i>62,16%</i>	<i>937.419</i>	<i>1.176.252</i>	<i>-20,30%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>21.927</i>	<i>6.558</i>	<i>234,33%</i>	<i>11.618</i>	<i>30.810</i>	

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

13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) (Pro-forma em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma						
	4T13	4T12	Variação	2013	2012	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.472.477	4.316.554	-19,55%	13.877.873	16.051.247	-13,54%
Suprimento de Energia Elétrica	748.485	756.875	-1,11%	2.774.572	2.263.513	22,58%
Receita com construção de infraestrutura	251.307	370.000	-32,08%	1.004.399	1.351.550	-25,69%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	502.286	471.857	6,45%	1.932.890	1.755.965	10,08%
	4.974.554	5.915.286	-15,90%	19.589.733	21.422.274	-8,55%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.167.409)	(1.659.230)	-29,64%	(4.721.990)	(6.367.127)	-25,84%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.807.145	4.256.056	-10,55%	14.867.743	15.055.147	-1,24%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.790.664)	(1.770.645)	1,13%	(6.888.064)	(6.151.617)	11,97%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(249.304)	(487.469)	-48,86%	(786.429)	(1.574.362)	-50,05%
	(2.039.968)	(2.258.114)	-9,66%	(7.674.493)	(7.725.980)	-0,67%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(177.972)	(206.236)	-13,70%	(735.618)	(707.082)	4,04%
Material	(115.227)	(146.175)	-21,17%	(308.910)	(217.718)	41,89%
Serviços de Terceiros	(135.116)	(152.579)	-11,45%	(510.812)	(554.655)	-7,90%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(64.121)	(298.434)	-78,51%	(676.267)	(616.288)	9,73%
Custos com construção de infraestrutura	(251.307)	(370.000)	-32,08%	(1.004.399)	(1.351.550)	-25,69%
Entidade de Previdência Privada	(10.302)	(8.331)	23,66%	(61.665)	(33.332)	85,00%
Depreciação e Amortização	(222.994)	(223.342)	-0,16%	(880.401)	(841.095)	4,67%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.341)	(75.920)	-2,08%	(298.216)	(286.008)	4,27%
	(1.051.379)	(1.481.016)	-29,01%	(4.476.288)	(4.607.727)	-2,85%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.013.132	816.188	24,13%	3.895.579	3.848.543	1,22%
RESULTADO DO SERVIÇO	715.798	516.927	38,47%	2.716.962	2.721.441	-0,16%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	272.465	187.849	45,04%	705.352	720.332	-2,08%
Despesas	(491.060)	(370.481)	32,55%	(1.841.402)	(1.487.964)	23,75%
	(218.595)	(182.633)	19,69%	(1.136.050)	(767.632)	47,99%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	497.203	334.294	48,73%	1.580.912	1.953.809	-19,09%
Contribuição Social	(49.995)	(35.789)	39,69%	(173.593)	(198.987)	-12,76%
Imposto de Renda	(124.352)	(106.372)	16,90%	(458.280)	(547.760)	-16,34%
LUCRO LÍQUIDO	322.856	192.133	68,04%	949.036	1.207.062	-21,38%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	300.930	185.574	62,16%	937.419	1.176.252	-20,30%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	21.927	6.558	234,35%	11.618	30.810	

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

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia (em milhares de reais)



Consolidado		
	4T13	2013
Saldo Inicial do Caixa	5.405.508	2.435.034
Lucro Líquido Antes dos Tributos	474.342	1.519.200
Depreciação e Amortização	266.139	1.055.230
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	263.024	1.294.281
Contas a Receber Eletrobrás - Aporte CDE	102.380	(145.571)
Fornecedores	312.167	191.089
Adiantamento Eletrobrás - Aporte CDE	(88.844)	9.246
Encargos de Dívidas Pagos	(383.207)	(1.093.465)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(133.471)	(559.879)
Outros	(92.373)	247.415
	245.815	998.346
Total de Atividades Operacionais	720.157	2.517.546
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(374.250)	(1.734.836)
Outros	37.154	40.297
Total de Atividades de Investimentos	(337.096)	(1.694.539)
Atividades de Financiamento		
Oferta Pública de Ações de Controlada	(1.328)	328.500
Captação de Empréstimos e Debêntures	439.900	5.958.322
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.657.010)	(4.499.451)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(363.709)	(838.990)
Outros	-	-
Total de Atividades de Financiamento	(1.582.147)	948.381
Geração de Caixa	(1.199.086)	1.771.388
Saldo Final do Caixa - 31/12/2013	4.206.422	4.206.422

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



Geração Convencional						
	4T13	4T12	Var %	2013	2012	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	531.452	497.918	6,73%	1.931.415	1.650.490	17,0%
Outras Receitas Operacionais	699	665	5,16%	5.219	2.933	77,9%
	532.151	498.582	6,73%	1.936.634	1.653.423	17,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(39.055)	(36.740)	6,30%	(138.281)	(109.958)	25,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	493.096	461.842	6,77%	1.798.353	1.543.466	16,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(25.159)	(26.983)	-6,8%	(191.494)	(58.877)	225,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(19.230)	(18.716)	2,7%	(75.121)	(68.423)	9,8%
	(44.389)	(45.699)	-2,9%	(266.614)	(127.300)	109,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(10.442)	(11.119)	-6,1%	(41.851)	(39.607)	5,7%
Material	(88.533)	(109.866)	-19,4%	(204.299)	(115.843)	76,4%
Serviços de Terceiros	(11.717)	(13.628)	-14,0%	(40.473)	(36.392)	11,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.153)	(14.648)	-44,3%	(80.784)	(58.493)	38,1%
Entidade de Previdência Privada	(23)	919		(481)	3.676	
Depreciação e Amortização	(58.874)	(62.081)	-5,2%	(235.933)	(263.728)	-10,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.208)	(4.592)	-8,4%	(16.833)	(18.369)	-8,4%
	(181.950)	(215.014)	-15,4%	(620.653)	(528.755)	17,4%
EBITDA	329.840	267.801	23,2%	1.163.852	1.169.507	-0,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	266.757	201.128	32,6%	911.086	887.410	2,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	21.130	12.991	62,6%	52.115	46.178	12,9%
Despesas	(154.084)	(96.580)	59,5%	(515.500)	(432.179)	19,3%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(132.954)	(83.589)	59,1%	(463.385)	(386.001)	20,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	-	-	-	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	133.803	117.540	13,8%	447.701	501.410	-10,7%
Contribuição Social	(9.496)	(6.906)	37,5%	(35.448)	(40.255)	-11,9%
Imposto de Renda	(24.941)	(17.855)	39,7%	(96.201)	(108.311)	-11,2%
LUCRO LÍQUIDO	99.366	92.779	7,1%	316.052	352.843	-10,4%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	88.975	86.141	3,3%	284.582	325.070	-12,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	10.392	6.637	56,6%	31.469	27.773	13,3%

13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	4T13	4T12	Varição	2013	2012	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica						
Suprimento de Energia Elétrica	356.639	296.804	20,2%	1.086.014	860.565	26,2%
Outras Receitas Operacionais	519	46	1034,1%	1.405	383	266,6%
	357.158	296.850	20,3%	1.087.419	860.948	26,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(23.040)	(19.173)	20,2%	(68.807)	(54.528)	26,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	334.118	277.677	20,3%	1.018.612	806.420	26,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(91.756)	(26.936)	240,6%	(225.878)	(79.903)	182,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.706)	(11.270)	3,9%	(41.638)	(32.107)	29,7%
	(103.462)	(38.206)	170,8%	(267.515)	(112.010)	138,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(17.464)	(10.763)	62,3%	(67.669)	(37.641)	79,8%
Material	(6.261)	(11.847)	-47,2%	(14.620)	(15.895)	-8,0%
Serviços de Terceiros	(23.835)	(28.391)	-16,0%	(77.751)	(96.382)	-19,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.524)	(22.814)	-67,0%	(27.952)	(39.981)	-30,1%
Depreciação e Amortização	(54.419)	(56.373)	-3,5%	(220.078)	(178.366)	23,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(31.856)	(32.169)	-1,0%	(128.277)	(111.006)	15,6%
	(141.359)	(162.357)	-12,9%	(536.346)	(479.271)	11,9%
EBITDA	175.572	165.656	6,0%	563.105	504.511	11,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	89.297	77.114	15,8%	214.750	215.139	-0,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	20.951	15.015	39,5%	55.083	56.461	-2,4%
Despesas	(82.173)	(84.656)	-2,9%	(314.243)	(254.084)	23,7%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(61.222)	(69.641)	-12,1%	(259.160)	(197.622)	31,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	28.075	7.473	275,7%	(44.410)	17.517	
Contribuição Social	(3.183)	464		(8.909)	(2.233)	298,9%
Imposto de Renda	2.896	(8.093)		(1.699)	(7.023)	-75,8%
LUCRO LÍQUIDO	27.787	(155)		(55.017)	8.261	
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	27.810	(121)		(54.947)	8.291	
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	(22)	(34)	-34,3%	(70)	(31)	128,5%

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



Consolidado						
	4T13	4T12	Varição	2013	2012	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.243.406	4.080.014	-20,51%	12.962.810	15.180.467	-14,61%
Suprimento de Energia Elétrica	38.505	55.480	-30,60%	165.000	304.259	-45,77%
Receita com construção de infraestrutura	247.049	370.000	-33,23%	997.165	1.351.550	-26,22%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	462.135	448.811	2,97%	1.822.929	1.654.336	10,19%
	3.991.096	4.954.306	-19,44%	15.947.904	18.490.612	-13,75%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.073.924)	(1.567.299)	-31,48%	(4.380.077)	(6.092.245)	-28,10%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.917.172	3.387.006	-13,87%	11.567.827	12.398.368	-6,70%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.683.613)	(1.678.464)	0,31%	(6.171.814)	(6.044.088)	2,11%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(219.267)	(460.212)	-52,36%	(669.504)	(1.479.645)	-54,75%
	(1.902.880)	(2.138.676)	-11,03%	(6.841.318)	(7.523.733)	-9,07%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(120.718)	(150.372)	-19,72%	(504.605)	(525.150)	-3,91%
Material	(15.497)	(21.407)	-27,61%	(73.043)	(78.451)	-6,89%
Serviços de Terceiros	(101.337)	(117.461)	-13,73%	(406.600)	(449.918)	-9,63%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(49.756)	(260.202)	-80,88%	(568.423)	(518.557)	9,62%
Custos com construção de infraestrutura	(247.049)	(370.000)	-33,23%	(997.165)	(1.351.550)	-26,22%
Entidade de Previdência Privada	(10.279)	(9.250)	11,12%	(61.184)	(37.008)	65,33%
Depreciação e Amortização	(106.484)	(102.939)	3,44%	(415.565)	(392.056)	6,00%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.486)	(5.045)	8,74%	(21.945)	(20.181)	8,74%
	(656.606)	(1.036.676)	-36,66%	(3.048.531)	(3.372.870)	-9,62%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	469.656	319.639	46,93%	2.115.488	1.914.001	10,53%
RESULTADO DO SERVIÇO	357.686	211.655	69,00%	1.677.978	1.501.764	11,73%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	210.646	153.760	37,00%	512.598	558.130	-8,16%
Despesas	(221.455)	(154.170)	43,64%	(914.339)	(632.519)	44,56%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(10.809)	(410)		(401.741)	(74.389)	440,05%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	346.877	211.245	64,21%	1.276.237	1.427.375	-10,59%
Contribuição Social	(28.029)	(16.646)	68,38%	(113.335)	(125.884)	-9,97%
Imposto de Renda	(76.027)	(45.401)	67,46%	(310.377)	(343.197)	-9,56%
LUCRO LÍQUIDO	242.821	149.198	62,75%	852.525	958.294	-11,04%

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

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

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

CPFL PAULISTA						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	2.085.042	2.570.382	-18,9%	8.296.412	9.569.956	-13,3%
Receita Operacional Líquida	1.507.806	1.774.586	-15,0%	6.024.019	6.518.013	-7,6%
Custo com Energia Elétrica	(968.057)	(1.159.448)	-16,5%	(3.501.753)	(3.997.013)	-12,4%
Custos e Despesas Operacionais	(311.247)	(558.982)	-44,3%	(1.437.861)	(1.829.389)	-21,4%
Resultado do Serviço	228.502	56.156	306,9%	1.084.404	691.611	56,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	279.549	107.404	160,3%	1.283.796	884.907	45,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	289.828	325.943	-11,1%	1.060.038	1.296.707	-18,3%
Resultado Financeiro	(2.574)	(9.702)	-73,5%	(144.436)	(49.748)	190,3%
Lucro antes da Tributação	225.928	46.453	386,4%	939.969	641.863	46,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	151.731	31.896	375,7%	620.412	423.758	46,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	159.160	176.858	-10,0%	478.891	694.567	-31,1%

CPFL PIRATININGA						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	916.606	1.093.570	-16,2%	3.537.831	4.070.922	-13,1%
Receita Operacional Líquida	665.803	707.767	-5,9%	2.480.262	2.562.687	-3,2%
Custo com Energia Elétrica	(484.599)	(496.951)	-2,5%	(1.620.996)	(1.724.644)	-6,0%
Custos e Despesas Operacionais	(130.711)	(200.059)	-34,7%	(653.232)	(601.193)	8,7%
Resultado do Serviço	50.492	10.758	369,4%	206.034	236.850	-13,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	72.383	32.092	125,5%	292.364	320.095	-8,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	106.073	73.269	44,8%	318.539	352.435	-9,6%
Resultado Financeiro	6.001	4.663	28,7%	(71.762)	(9.073)	690,9%
Lucro antes da Tributação	56.493	15.420	266,4%	134.271	227.776	-41,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	39.798	8.990	342,7%	82.985	142.535	-41,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	56.802	33.849	67,8%	100.653	162.206	-37,9%

RGE						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	769.898	1.025.029	-24,9%	3.258.722	3.883.295	-16,1%
Receita Operacional Líquida	577.112	715.564	-19,3%	2.421.550	2.641.916	-8,3%
Custo com Energia Elétrica	(353.163)	(373.841)	-5,5%	(1.360.532)	(1.427.357)	-4,7%
Custos e Despesas Operacionais	(167.669)	(216.463)	-22,5%	(753.559)	(745.778)	1,0%
Resultado do Serviço	56.280	125.260	-55,1%	307.460	468.781	-34,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	88.251	153.596	-42,5%	430.756	580.522	-25,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	102.523	179.617	-42,9%	438.863	622.557	-29,5%
Resultado Financeiro	(7.167)	10.903	(140,373)	(15,577)	801,1%	
Lucro antes da Tributação	49.113	136.163	-63,9%	167.087	453.203	-63,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	40.065	98.478	-59,3%	126.851	320.757	-60,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	50.907	115.291	-55,8%	132.696	346.926	-61,8%

CPFL SANTA CRUZ						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	99.976	115.372	-13,3%	370.728	426.288	-13,0%
Receita Operacional Líquida	77.852	83.150	-6,4%	281.465	303.227	-7,2%
Custo com Energia Elétrica	(48.794)	(49.958)	-2,3%	(174.623)	(167.935)	4,0%
Custos e Despesas Operacionais	(24.206)	(28.253)	-14,3%	(96.088)	(92.675)	3,7%
Resultado do Serviço	4.852	4.939	-1,8%	10.755	42.618	-74,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	8.177	7.734	5,7%	23.777	52.748	-54,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	24.671	9.320	164,7%	46.283	46.220	0,1%
Resultado Financeiro	1.242	(9.943)	(9,336)	(7,246)	28,8%	
Lucro antes da Tributação	6.094	(5.004)	1,419	35,372	-96,0%	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.738	(2.897)	(143)	24.181		
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	15.044	(1.809)	14,551	20.592	-29,3%	

Notas:

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

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	29.025	35.915	-19,2%	119.336	132.274	-9,8%
Receita Operacional Líquida	21.915	27.109	-19,2%	91.945	97.461	-5,7%
Custo com Energia Elétrica	(11.084)	(14.534)	-23,7%	(44.781)	(49.375)	-9,3%
Custos e Despesas Operacionais	(3.277)	(10.637)	-69,2%	(28.276)	(31.652)	-10,7%
Resultado do Serviço	7.554	1.938	289,8%	18.887	16.434	14,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	8.507	3.443	147,1%	23.822	21.334	11,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	8.258	2.229	270,5%	21.422	17.377	23,3%
Resultado Financeiro	540	(1.737)		(9.150)	(2.057)	344,9%
Lucro antes da Tributação	8.094	202	3914,0%	9.737	14.377	-32,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	6.293	176	3482,7%	6.826	9.646	-29,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	6.071	(627)		4.982	7.200	-30,8%

CPFL SUL PAULISTA						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	35.354	48.840	-27,6%	147.824	171.675	-13,9%
Receita Operacional Líquida	26.514	34.972	-24,2%	111.195	119.989	-7,3%
Custo com Energia Elétrica	(15.450)	(17.882)	-13,6%	(57.915)	(65.087)	-11,0%
Custos e Despesas Operacionais	(6.151)	(9.275)	-33,7%	(34.191)	(31.091)	10,0%
Resultado do Serviço	4.913	7.815	-37,1%	19.089	23.811	-19,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.202	9.059	-31,5%	23.933	27.725	-13,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	7.568	8.472	-10,7%	21.363	26.002	-17,8%
Resultado Financeiro	435	2.450	-82,2%	(8.736)	4.967	
Lucro antes da Tributação	5.348	10.265	-47,9%	10.353	28.778	-64,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.642	7.097	-48,7%	6.743	19.622	-65,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	4.513	6.707	-32,7%	4.937	18.579	-73,4%

CPFL JAGUARI						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	32.864	41.978	-21,7%	131.418	154.692	-15,0%
Receita Operacional Líquida	23.572	28.100	-16,1%	94.459	101.743	-7,2%
Custo com Energia Elétrica	(16.985)	(19.581)	-13,3%	(63.452)	(68.675)	-7,6%
Custos e Despesas Operacionais	(8.615)	(6.620)	30,1%	(24.553)	(19.800)	24,0%
Resultado do Serviço	(2.028)	1.899		6.455	13.269	-51,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	(1.277)	2.651		9.378	15.889	-41,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	(219)	1.661		8.313	12.214	-31,9%
Resultado Financeiro	(9.638)	1.802		(16.156)	2.561	
Lucro antes da Tributação	(11.665)	3.701		(9.702)	15.830	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(7.544)	2.625		(6.631)	10.694	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	(7.006)	1.927		(7.403)	8.301	

CPFL MOCOCA						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Receita Operacional Bruta	25.299	27.502	-8,0%	97.878	98.450	-0,6%
Receita Operacional Líquida	19.322	19.671	-1,8%	74.160	68.831	7,7%
Custo com Energia Elétrica	(7.166)	(10.090)	-29,0%	(27.251)	(37.760)	-27,8%
Custos e Despesas Operacionais	(5.036)	(6.692)	-24,7%	(22.015)	(22.680)	-2,9%
Resultado do Serviço	7.120	2.889	146,5%	24.895	8.391	196,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.864	3.660	114,8%	27.663	10.781	156,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.542	4.683	18,3%	19.693	15.098	30,4%
Resultado Financeiro	353	1.154	-69,5%	(1.792)	1.785	
Lucro antes da Tributação	7.473	4.043	84,8%	23.102	10.175	127,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.099	2.833	80,0%	15.482	7.100	118,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.498	3.528	-0,8%	10.026	10.053	-0,3%

Notas:

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

13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	2.230	2.177	2,4%	8.620	8.165	5,6%
Industrial	3.096	3.100	-0,1%	12.157	12.074	0,7%
Comercial	1.409	1.402	0,5%	5.379	5.158	4,3%
Outros	1.070	1.078	-0,8%	4.090	4.014	1,9%
Total	7.804	7.757	0,6%	30.246	29.411	2,8%

CPFL Piratininga						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	953	922	3,4%	3.807	3.607	5,5%
Industrial	2.133	2.142	-0,4%	8.481	8.362	1,4%
Comercial	576	568	1,4%	2.214	2.156	2,7%
Outros	278	275	1,1%	1.099	1.076	2,2%
Total	3.940	3.907	0,8%	15.601	15.201	2,6%

RGE						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	582	536	8,6%	2.276	2.116	7,5%
Industrial	962	904	6,3%	3.770	3.573	5,5%
Comercial	354	336	5,2%	1.366	1.335	2,3%
Outros	633	605	4,6%	2.478	2.471	0,3%
Total	2.531	2.382	6,3%	9.890	9.495	4,2%

CPFL Santa Cruz						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	85	81	5,0%	336	316	6,3%
Industrial	56	57	-1,3%	225	210	7,2%
Comercial	42	43	-2,2%	163	161	1,3%
Outros	98	98	-0,7%	351	351	0,0%
Total	281	280	0,6%	1.074	1.037	3,6%

CPFL Jaguarí						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	21	20	4,6%	84	78	7,5%
Industrial	110	97	12,6%	406	366	11,0%
Comercial	12	12	2,8%	49	43	14,4%
Outros	10	10	4,0%	39	38	4,2%
Total	153	139	10,0%	578	524	10,3%

CPFL Mococa						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	18	17	4,0%	71	67	6,1%
Industrial	17	16	6,6%	68	62	9,9%
Comercial	8	8	-1,1%	31	30	2,8%
Outros	15	16	-8,7%	58	59	-2,3%
Total	58	58	0,4%	228	218	4,4%

CPFL Leste Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	24	23	6,1%	95	89	6,6%
Industrial	21	21	0,3%	83	77	7,9%
Comercial	11	11	3,1%	44	41	6,3%
Outros	28	29	-6,5%	107	111	-3,3%
Total	84	84	-0,2%	329	318	3,4%

CPFL Sul Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	35	33	5,5%	138	130	6,8%
Industrial	73	50	46,2%	229	201	13,9%
Comercial	14	17	-17,3%	60	56	7,0%
Outros	23	23	0,2%	90	90	-0,6%
Total	144	123	17,8%	518	478	8,4%

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

CPFL Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	2.230	2.177	2,4%	8.620	8.165	5,6%
Industrial	1.061	1.126	-5,7%	4.244	4.528	-6,3%
Comercial	1.308	1.325	-1,3%	5.016	4.904	2,3%
Outros	1.036	1.043	-0,6%	3.960	3.923	0,9%
Total	5.635	5.671	-0,6%	21.841	21.520	1,5%

CPFL Piratininga						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	953	922	3,4%	3.807	3.607	5,5%
Industrial	592	624	-5,1%	2.318	2.527	-8,3%
Comercial	518	517	0,2%	1.990	1.970	1,0%
Outros	265	269	-1,2%	1.054	1.052	0,3%
Total	2.328	2.331	-0,1%	9.169	9.156	0,1%

RGE						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	582	536	8,6%	2.276	2.116	7,5%
Industrial	436	437	-0,1%	1.741	1.839	-5,3%
Comercial	335	326	2,7%	1.298	1.302	-0,3%
Outros	633	605	4,6%	2.478	2.471	0,3%
Total	1.987	1.904	4,3%	7.792	7.728	0,8%

CPFL Santa Cruz						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	85	81	5,0%	336	316	6,3%
Industrial	45	45	0,6%	179	176	1,7%
Comercial	42	43	-2,4%	163	161	1,3%
Outros	98	98	-0,7%	351	351	0,0%
Total	270	267	1,0%	1.029	1.004	2,5%

CPFL Jaguarí						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	21	20	4,6%	84	78	7,5%
Industrial	83	76	8,4%	306	284	7,8%
Comercial	12	12	2,8%	49	43	14,4%
Outros	10	10	4,0%	39	38	4,2%
Total	126	118	6,8%	478	442	8,1%

CPFL Mococa						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	18	17	4,0%	71	67	6,1%
Industrial	10	10	6,6%	41	46	-9,7%
Comercial	8	8	-1,1%	31	30	2,8%
Outros	15	16	-8,7%	58	59	-2,3%
Total	51	51	-0,4%	201	202	-0,4%

CPFL Leste Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	24	23	6,1%	95	89	6,6%
Industrial	7	7	0,3%	28	25	8,7%
Comercial	11	11	3,1%	44	41	6,3%
Outros	28	29	-6,5%	107	111	-3,3%
Total	70	70	-0,3%	273	266	2,6%

CPFL Sul Paulista						
	4T13	4T12	Var.	2013	2012	Var.
Residencial	35	33	5,5%	138	130	6,8%
Industrial	20	21	-1,7%	82	88	-7,6%
Comercial	14	17	-17,3%	56	56	-1,0%
Outros	23	23	0,2%	90	90	-0,6%
Total	92	94	-1,6%	366	365	0,3%