

São Paulo, 14 de agosto de 2014 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T14**. 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 2T13, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA CRESCIMENTO DE 10% NA RECEITA LÍQUIDA NO 2T14

Indicadores (R\$ Milhões)	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.621	14.485	0,9%	30.129	28.976	4,0%
Mercado Cativo	10.329	10.091	2,4%	21.684	20.506	5,7%
TUSD	4.292	4.394	-2,3%	8.445	8.471	-0,3%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	4.953	4.512	9,8%	9.980	9.225	8,2%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	3.677	3.339	10,1%	7.415	6.796	9,1%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	772	516	49,7%	1.559	1.571	-0,7%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	903	885	2,0%	1.988	1.965	1,2%
Lucro Líquido (IFRS)	145	(134)	-208,4%	320	271	17,9%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	255	237	7,5%	650	666	-2,4%
Investimentos	280	498	-43,8%	520	1.030	-49,5%

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 Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 2T14

- Crescimento de **3,0% (ajustado)** nas vendas na **área de concessão - residencial (+7,9%), comercial (+8,2%) e industrial (-3,1%)**
- Aporte de **Conta ACR** no montante de **R\$ 805 milhões** no 2T14, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas
- Reajuste tarifário econômico de **21,82%** na **RGE**, em jun/14
- **Comercialização e Serviços - EBITDA de R\$ 70 milhões** no 2T14
- **Investimentos de R\$ 280 milhões** no 2T14 e de **R\$ 520 milhões** no 1S14
- Manutenção de **rating AA+** em escala nacional, com **perspectiva estável**, pela **Standard & Poor's**, para a CPFL Energia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE
- Valorização das **ações da CPFL Energia** de **12,7%** na BM&FBOVESPA e de **15,0%** na NYSE no 2T14
- Aumento de **6,8%** no **volume médio diário de negociação** das ações (BM&FBOVESPA + NYSE), atingindo **R\$ 41,9 milhões** no 1S14
- Aumento de **38,0%** no **número de negócios** (BM&FBOVESPA), atingindo uma média diária de **5.819** no 1S14
- **CPFL Paulista** foi eleita a melhor empresa do país pelo **Guia Maiores e Melhores** da revista Exame no setor de energia

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

- Sexta-feira, 15 de agosto de 2014 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO.....	6
3) VENDAS DE ENERGIA.....	12
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	12
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	13
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	13
3.1.3) TUSD.....	14
3.2) Capacidade Instalada de Geração.....	14
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	15
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	16
4.2) Apresentação dos números gerenciais.....	17
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
5.1) Receita Operacional.....	17
5.2) Custo com Energia Elétrica.....	18
5.3) Custos e Despesas Operacionais.....	19
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios.....	20
5.5) EBITDA.....	21
5.6) Resultado Financeiro	21
5.7) Lucro Líquido.....	21
6) ENDIVIDAMENTO.....	22
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>).....	22
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida	24
6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	25
6.4) Dívida Líquida e Alavancagem.....	27
7) INVESTIMENTOS	27
8) MERCADO DE CAPITAIS	29
8.1) Desempenho das Ações	29
8.2) Volume Médio Diário	29
8.3) <i>Ratings</i>	30
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA	30
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2014.....	31
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	32
11.1) Segmento de Distribuição	32
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	32
11.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	36
11.1.3) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	38
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	38
11.3) Segmento de Geração Convencional	39
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	39
11.4) CPFL Renováveis.....	41
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	41

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%	43
12) ANEXOS	45
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	45
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	46
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	47
12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	48
12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	49
12.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	50
12.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial)	51
12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	52
12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial).....	53
12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS).....	54
12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	55
12.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	56
12.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	58
12.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	59

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Temos atravessado um ano de muitos desafios no setor elétrico brasileiro: a hidrologia no início de 2014, uma das mais severas do nosso histórico de 84 anos, continua penalizando nossos reservatórios e conseqüentemente imputando um risco adicional para operação do sistema. Os preços no mercado spot têm respondido à falta de chuvas e se mantido em patamares elevados. As usinas termelétricas permanecem despachadas em sua totalidade, auxiliando na economia de água nos reservatórios, porém com custos de geração muito mais elevados do que as usinas hidroelétricas.

Os agentes do setor (empresas, associações e demais instituições) têm participado ativamente na interlocução com o Governo Federal, agência reguladora e Ministérios da Fazenda e Minas e Energia na busca de soluções para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do setor. A criação da Conta-ACR, efetivada por meio do Decreto 8.221/14, permitiu que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE levantasse recursos junto aos bancos para liquidar as faturas referentes à exposição involuntária das distribuidoras. Foram R\$ 11,2 bilhões desembolsados nos primeiros meses de 2014. No início do mês de agosto, recebemos a notícia de que um complemento de R\$ 6,6 bilhões foi aprovado para a cobertura destes custos.

Em relação ao Grupo CPFL Energia, tivemos um trimestre de resultados positivos, mesmo com o cenário adverso. No nosso segmento de distribuição, observamos a continuidade da expansão dos segmentos residencial e comercial, puxando o crescimento consolidado do Grupo em nossa área de concessão. No entanto, observamos uma retração do segmento industrial, associada à menor demanda e queda na produção industrial. Com este cenário, somos beneficiados do ponto de vista de mix de vendas. Em contrapartida, fomos impactados pela aplicação do 3º ciclo de revisão tarifária periódica em nossa subsidiária CPFL Paulista, nossa maior distribuidora, em abril de 2013, e na RGE, em junho de 2013, um efeito já esperado em função dos novos parâmetros de retorno do novo ciclo. Para mitigar este efeito, temos trabalhado fortemente na contenção de despesas, resultado do emprego do Orçamento Base Zero, que já capturou cerca de R\$ 200 milhões, em bases reais, desde 2011. Além disso, estamos focados na implantação da tecnologia *smart grid* em nossa rede, atingindo a marca de 21.000 medidores instalados. Esperamos, com isso, reduzir custos na operação de nossos ativos de distribuição e oferecer um melhor serviço aos nossos consumidores.

Tivemos um excelente desempenho no nosso segmento de geração, fruto da nossa estratégia de sazonalização da garantia física para aproveitar melhores preços durante o início do ano, e também a expansão da CPFL Renováveis, que inaugurou mais um parque eólico durante o 2T14, o Parque Eólico Macacos, com 78 MW de capacidade instalada. Assim, já atingimos a marca de aproximadamente 1,5 GW de capacidade instalada na CPFL Renováveis, quase 2,3 vezes maior do que os 652 MW na época de sua criação em agosto de 2011.

O destaque maior ficou com nosso segmento de comercialização e serviços. Nosso correto posicionamento, fortemente suportado pelos nossos modelos de monitoramento e controle de riscos, resultou em um EBITDA de R\$ 70 milhões.

Em relação ao nosso endividamento, terminamos o 2T14 com uma alavancagem líquida menor do que no final de março de 2014. Nossa posição de liquidez continua extremamente robusta: possuímos mais de R\$ 4,5 bilhões em caixa, um nível adequado para conduzirmos nossas operações neste cenário de estresse. Vamos continuar com nossa estratégia de *pre-funding*, antecipando-se às captações para aproveitar as melhores oportunidades de financiar nossos negócios. Graças à nossa política financeira robusta, nossos *ratings* permaneceram estáveis perante à agência de classificação de riscos Standard&Poors.

É inegável dizer que o segundo trimestre de 2014 representou um período bastante turbulento para o setor elétrico brasileiro. Observamos uma sensível melhora da pluviometria nos últimos 2 meses. Porém, ela continua aquém do ideal para fazer com que os preços no mercado spot sejam aliviados de forma mais contundente.

Por isso, continuo com meu time focado na operação eficiente de nossos ativos, entregando um serviço de qualidade para o cliente final sempre com foco no custo ótimo. Temos aproveitado bastante as janelas de oportunidade que os movimentos abruptos de mercado oferecem, no entanto, sem tirar de mente nossa política conservadora e responsável que norteiam a sustentabilidade de nossos negócios.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Após a forte onda de frio que atingiu a América do Norte e retirou dinamismo da indústria e do comércio no primeiro trimestre do ano, a economia dos EUA parece ter encontrado o caminho da recuperação. Prova disso foi a alta da primeira prévia do PIB do 2T14 (+3,1%), a qual ficou acima das projeções de mercado, além das expectativas de crescimento para 2014, que ficam mantidas em 1,7%. A retomada dos investimentos, num contexto de melhora da confiança dos empresários e consumidores, a recuperação das vendas no varejo e os resultados positivos do mercado de trabalho são fatores que ajudam a explicar esse diagnóstico. As incertezas se concentram na condução de política macroeconômica do FED, especialmente quanto às divergências em relação ao timing e à velocidade da normalização das condições monetárias. Apesar do cuidado empregado, uma mudança abrupta de postura poderia elevar os juros de longo prazo, desaquecer o setor imobiliário e ainda aumentar a volatilidade nas moedas emergentes.

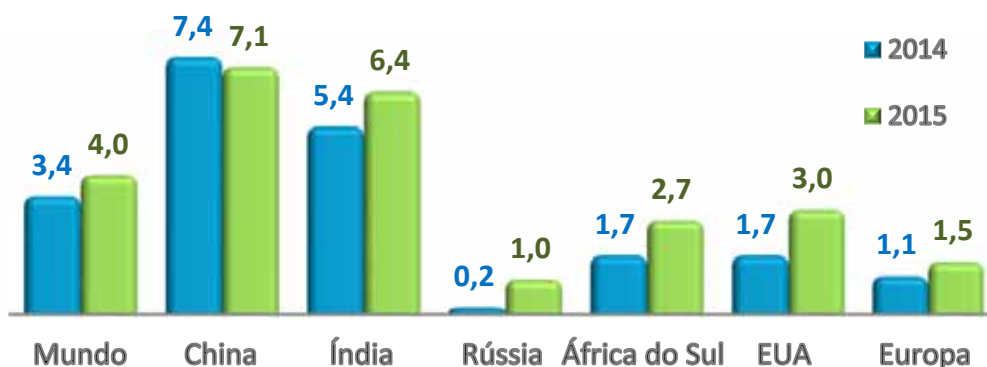
Na Zona do Euro, a atividade caminha para um resultado positivo em 2014, após dois anos de recessão. Mas, ainda há o risco de deflação, num contexto em que a ociosidade da indústria segue significativa. O desemprego se mantém elevado e a renda real da população, estagnada. Em função disso, o BCE implantou uma linha de financiamento de 1 trilhão de euros para que os bancos ampliem o crédito às empresas e aos consumidores, estimulando a economia na região.

No continente asiático, os últimos indicadores de atividade se mantiveram positivos. Destaque para a retomada da produção industrial, das vendas no varejo e as sondagens industriais. Esse comportamento reflete as últimas medidas oficiais de estímulo, concentradas em novos investimentos estatais em ferrovias e saneamento básico. A expectativa para o PIB chinês é de crescimento de 7,4% em 2014.

Para a economia mundial, espera-se uma alta do PIB de 3,4% em 2014, ante 3,2% em 2013.

Projeção para o PIB 2014 e 2015 (%) | economias selecionadas

Fonte: FMI



No Brasil, a indústria registrou recuo de 5,4% no 2T14, após um crescimento de apenas 0,4% no 1T14. Assim, a indústria segue sem trajetória definida, assim como observado nos últimos anos, e deve fechar 2014 com queda de 1,5%¹.

A massa de renda e as vendas do comércio, por sua vez, têm resultados positivos em 2014. A massa cresceu 3,9% no primeiro quadrimestre do ano ante mesmo período de 2013², enquanto as vendas do comércio tiveram alta de 4,2% nos seis primeiros meses do ano, na comparação com igual período de 2013. Ainda que sinalizando acomodação, esses indicadores seguem

¹ Boletim FOCUS de 01/08/2014

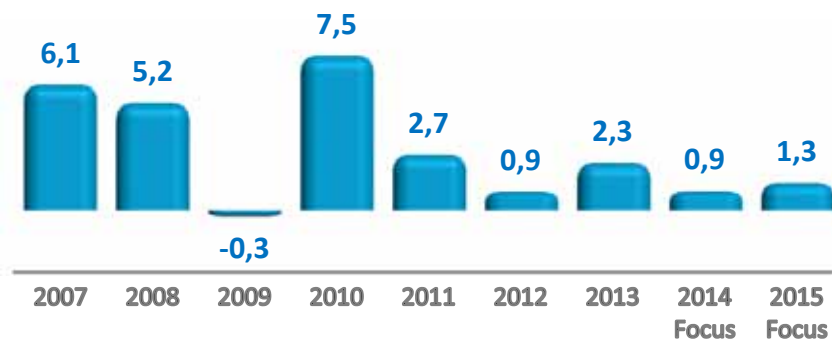
² Dados de maio e junho de 2014 não foram divulgados pelo IBGE.

influenciados pela melhora do crédito e da renda dos últimos anos.

Diante desse cenário, estima-se que a alta do PIB brasileiro seja de apenas 0,9% em 2014³, em função da acomodação da massa de renda, da piora dos indicadores de confiança, dos estoques elevados na indústria, do aperto nas condições de crédito e das incertezas quanto à política monetária. Entretanto, a melhora do cenário externo, favorecido por novo impulso no comércio internacional, deve dar certo alento. Para 2015, as projeções de PIB apontam crescimento de 1,5%.

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE



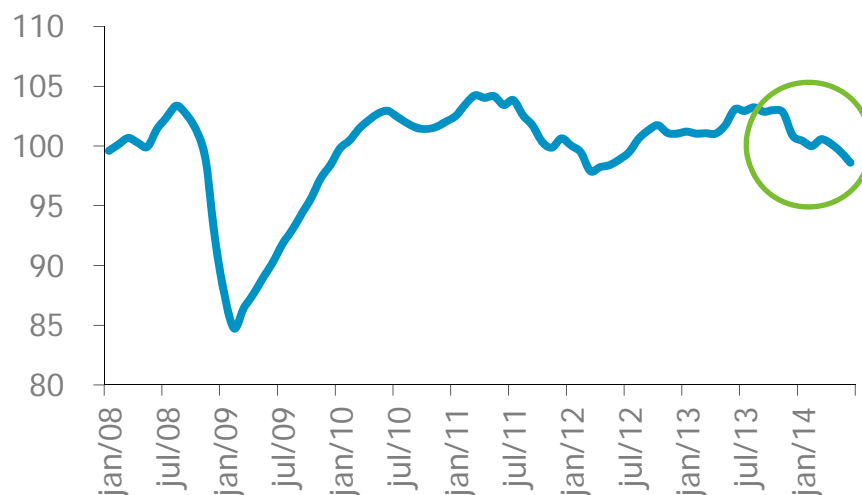
Um olhar mais detalhado sobre a indústria brasileira

Desde a crise financeira de 2008, a indústria brasileira interrompeu sua trajetória de crescimento e vem registrando uma tendência instável, ora com retração, ora com sinais de recuperação.

Os dados mais recentes sobre a atividade fabril sinalizam que 2014 não será, mais uma vez, o ano em que a indústria superará o patamar de 2008.

Produção industrial Brasil | média móvel de 3 meses, dados dessazonalizados

(2012=100) | Fonte: IBGE



³ Boletim FOCUS de 01/08/2014.




Outros indicadores conjunturais também reforçam a preocupação. Até o mês de junho, 28 mil postos de trabalho⁴ foram fechados na indústria. O índice de confiança da indústria, medido pela FGV, encontra-se em 84,4 pontos, 19,9% abaixo do verificado em 2011, quando a indústria aparentava deslançar após a crise mundial. A indústria automobilística, que congrega aproximadamente 25% da atividade industrial, também dá sinais de esgotamento; segundo a Anfavea, a produção de veículos caiu 16,8% no acumulado até junho de 2014 e deve fechar o ano com queda de 10%.

Uma análise mais aprofundada da indústria nos leva a crer que os problemas que ela enfrenta não são apenas conjunturais, mas fruto de entraves estruturais que impedem a sua retomada, mesmo quando a economia como um todo apresenta crescimento. Em 2011 e em 2013, por exemplo, o PIB brasileiro cresceu mais de 2%, mas foi impulsionado pelo segmento de Serviços, que sozinho é incapaz de promover uma retomada mais consistente.

De acordo com a CNI, uma análise dos principais determinantes da competitividade, em comparação com países como o México e os EUA, evidencia a complexidade do ambiente de negócios brasileiro, bem como a baixa competitividade do país.

Principais determinantes da competitividade

Fonte: CNI

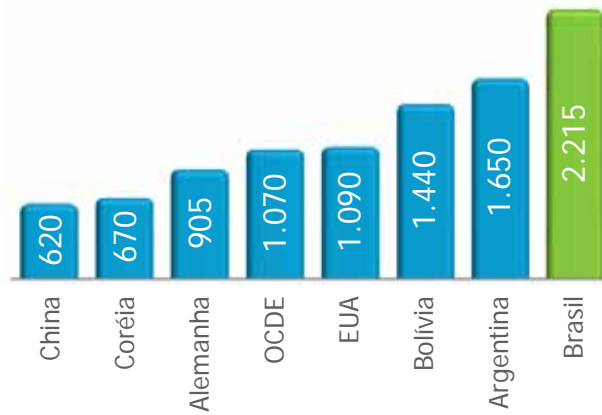
	 Brasil	 EUA	 México
Valorização da moeda local vs dólar (2004-2014)	20%	-	-11%
Crescimento dos salários (2004-2014)	100%	27%	67%
Aumento da produtividade do trabalho (2004-2014)	3%	19%	53%
Crescimento do custo com eletricidade (2004-2014)	90%	30%	55%
Crescimento do preço do gás (2004-2014)	60%	-25%	-37%
Burocracia (Ranking Doing Business 2014)	116 ^o	4 ^o	53 ^o
Taxa de juros nominal (3 meses-2014)	10,90	0,23	3,80
Carga tributária (2011)	35,3	24,0	19,7

Essa falta de competitividade também é evidenciada pela comparação internacional dos custos de exportação, medidos em US\$/contêiner. Aqui estão refletidos não apenas os problemas de infraestrutura, que encarecem o transporte de mercadorias, mas também os custos associados à burocracia e aos impostos.

⁴ Dados do CAGED/MTE.

Custo de exportação em 2013 | US\$/contêiner

Fonte: Banco Mundial

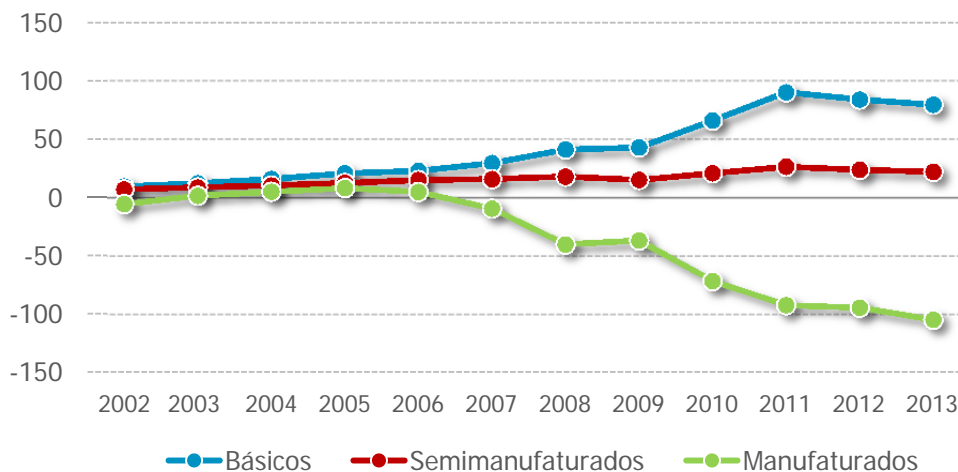


Vale destacar ainda os efeitos perversos da valorização cambial sobre o desempenho do comércio exterior brasileiro. A manutenção do câmbio valorizado contribui não apenas para a redução do saldo comercial (redução das exportações e aumento das importações), mas também resulta na deterioração do perfil de comércio exterior, em função de duas tendências: (i) piora do perfil exportador com a redução de participação dos produtos manufaturados, de maior valor agregado, que foram substituídos por produtos básicos; e (ii) expressivo aumento das importações que são compostas basicamente por produtos manufaturados (cerca de 80%).

Isso indica que a indústria brasileira vem deixando de produzir componentes de maior valor agregado, e substituindo-os por produtos importados, de menor custo, o que destrói os elos das cadeias produtivas. Na abertura do saldo comercial por fator agregado, é possível observar a deterioração da balança de manufaturados, que registrou déficit de mais de US\$ 100 bilhões em 2013. Assim, o superávit comercial dos produtos básicos e semimanufaturados já não é mais suficiente para compensar o déficit dos manufaturados, o que levou ao déficit comercial no último ano.

Saldo Comercial por fator agregado | US\$ bilhões*

Fonte: MDIC



* Desconsidera operações especiais.

Apesar desse cenário preocupante, temos razões para acreditar que a indústria brasileira voltará a crescer. Algumas medidas vêm sendo tomadas com o objetivo de ampliar a eficiência, a produtividade e a competitividade da indústria. Entre elas, podemos citar: (i) as concessões de infraestrutura e PPPs; (ii) a desoneração da folha de pagamento para aproximadamente 60 setores; (iii) os programas de incentivo à educação (Fies, Pronuni e Pronatec), que beneficiam hoje cerca de 7,6 milhões de pessoas, e à inovação (Inova Empresa); e (iv) a Nova Lei dos Portos (2012), que incentiva o investimento em portos privados.

No que tange especificamente à infraestrutura, os investimentos, em comparação com o PIB, vêm crescendo nos últimos anos, embora ainda permanecem em baixo patamar, como mostra o gráfico abaixo.

Investimentos em infraestrutura | % PIB

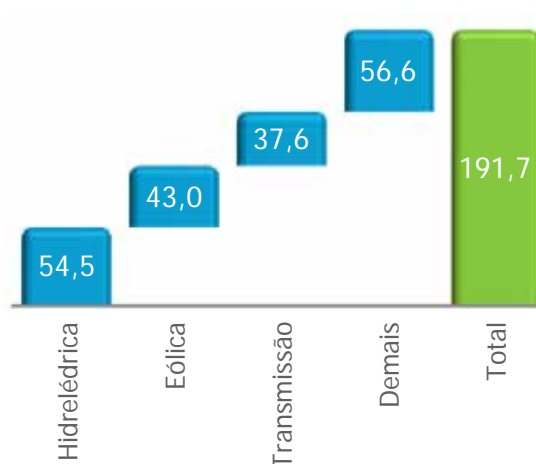
Fonte: ABDIB



Para os próximos anos, a perspectiva é que os investimentos em infraestrutura continuem crescendo. Apenas no setor de energia elétrica, já estão contratados junto ao BNDES cerca de R\$ 192 bilhões de reais (aprox. 0,9% do PIB), como mostra o gráfico abaixo.

Investimentos em energia elétrica 2014-17 | R\$ bilhões

Fonte: BNDES



A Copa do Mundo 2014

Nos meses de junho e julho, o Brasil sediou a Copa do Mundo de Futebol, um evento esportivo de grandes proporções, com a realização de jogos em 12 cidades-sede distribuídas por todo o país. Segundo projeções, o mundial foi assistido por 3,6 bilhões de espectadores por todo o mundo e atraiu cerca de 4 milhões de turistas, sendo 1 milhão de estrangeiros, de 202 nacionalidades. O movimento nos aeroportos aumentou em 13%, alcançando 17,8 milhões de passageiros, sendo 4,1 milhões apenas no aeroporto de Guarulhos. Para a realização do evento, foram criados aproximadamente 1 milhão de empregos (710 mil empregos fixos).

Obviamente, o elevado número de feriados e pontos facultativos decretados em função do evento gerou impactos negativos sobre a atividade econômica. Na comparação entre junho de 2014 e maio de 2014 (dados com ajuste sazonal), o Indicador de Atividade do Comércio (Serasa) indicou recuo de 3,2% e as vendas no comércio varejista tiveram queda de 0,7%. Na indústria, de acordo com o IBGE, a retração foi de 1,4%, enquanto a ANFAVEA acusou uma redução de 19,9% na produção de veículos, na mesma comparação.

Mas apesar desse esfriamento da atividade no mês de junho e do cenário econômico desfavorável de 2014, há que se considerar os benefícios econômicos gerados por um evento desse porte. Estima-se que R\$ 26 bilhões⁵ foram injetados na economia brasileira, sendo uma parcela significativa em infraestrutura: R\$ 8,6 bilhões em mobilidade urbana e R\$ 6,8 bi em aeroportos (que aumentaram sua capacidade em 52%, para 67 milhões passageiros/ano). Tais investimentos foram capazes de movimentar aproximadamente R\$ 142 bilhões no período 2010-14, somando-se os efeitos diretos, indiretos e induzidos.⁶ Entre os setores beneficiados estão construção civil, alimentos e bebidas, turismo e serviços. A LCA Consultores, com base na média do observado nos países-sede das Copas de 1990 a 2010, indica que o impacto do evento pode alcançar 1% do PIB em 2014.

Outro efeito de grande importância é o incentivo ao turismo, que ocorreu não apenas durante a realização do evento, mas também potencializando a atração de turistas estrangeiros para os próximos anos. Segundo um estudo da Ernst&Young e da FGV, a chegada de turistas estrangeiros ao Brasil será cerca de 24% maior em 2014, mantendo esse patamar mais elevado nos próximos anos (27% maior em 2018), em função da realização do evento.

Embora a área de concessão da CPFL Energia não tenha abrigado nenhuma das sedes da Copa, uma obra de grande porte foi realizada: a ampliação do aeroporto de Viracopos, em Campinas. O investimento para construção do novo terminal de passageiros alcançou R\$ 2,1 bilhões, aumentando sua capacidade para 22 milhões de passageiros/ano.⁷

Com a recente conclusão de um estudo de P&D realizado pela CPFL Energia em parceria com a Fipe-USP, foi possível estimar o benefício econômico gerado para toda a área de concessão do grupo, como mostra o gráfico abaixo.

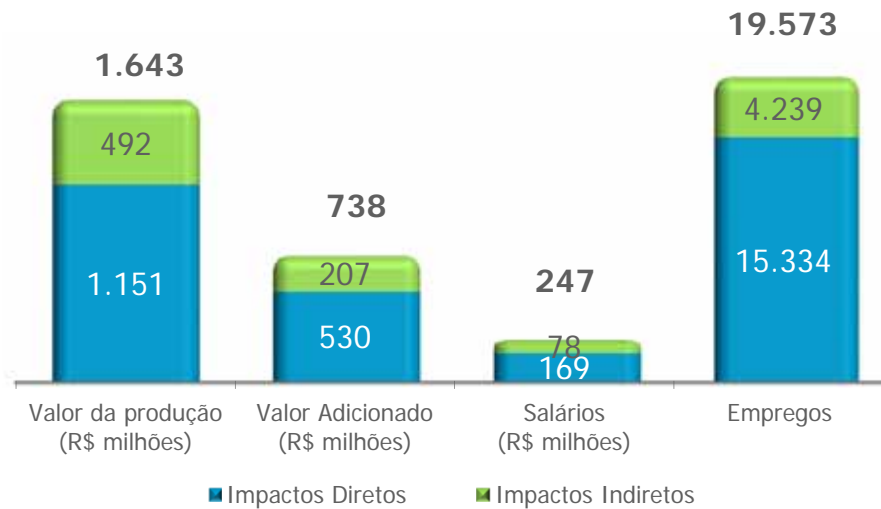
⁵ Fonte: Matriz de Responsabilidades da Copa.

⁶ Fonte: Ernst&Young/FGV.

⁷ Investimento previsto para o 1º ciclo. Ao todo serão aplicados R\$ 9,5 bilhões, em 5 ciclos (os próximos estão previstos para 2018, 2024, 2033 e 2038). O aeroporto será preparado para receber 80 milhões de passageiros/ano.

Impactos econômicos da ampliação do aeroporto de Viracopos

Fonte: P&D CPFL Energia e Fipe-USP



Dentre esses benefícios, destacamos o Valor de Produção gerado, ou do aumento do faturamento, que deverá ser de mais de R\$ 1,6 bilhão, sendo que a maior parte dos recursos terá impactos diretos na área de concessão do grupo (R\$ 1,2 bilhão). Ademais, serão gerados R\$ 738 milhões de Valor Adicionado. Essa variável representa o valor dos bens produzidos por uma economia, depois de deduzidos os custos dos insumos utilizados na produção (matérias-primas, serviços, bens intermediários). Há também a expectativa de criação de quase 20 mil empregos, que proporcionam cerca de R\$ 247 milhões em salários.

3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 2T14, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.621 GWh, um aumento de 0,9%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Mercado Cativo	10.329	10.091	2,4%	21.684	20.506	5,7%
TUSD	4.292	4.394	-2,3%	8.445	8.471	-0,3%
Total	14.621	14.485	0,9%	30.129	28.976	4,0%

No 2T14, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.329 GWh, um aumento de 2,4%. 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 4.292 GWh no 2T14, uma redução de 2,3%, reflexo da desaceleração da atividade econômica sobre o desempenho dos grandes clientes industriais.

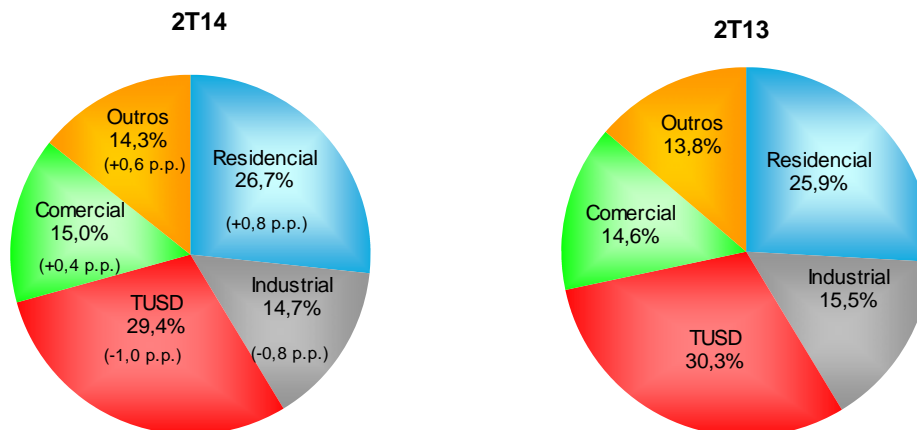
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.	Part.
Residencial	3.899	3.747	4,1%	8.361	7.679	8,9%	26,7%
Industrial	6.203	6.427	-3,5%	12.259	12.509	-2,0%	42,4%
Comercial	2.380	2.276	4,5%	5.095	4.715	8,0%	16,3%
Outros	2.140	2.036	5,1%	4.413	4.073	8,3%	14,6%
Total	14.621	14.485	0,9%	30.129	28.976	4,0%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.11.

Destacam-se no 2T14, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (26,7% e 16,3% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 4,1% e de 4,5%, respectivamente; considerando-se o ajuste de dias de faturamento, o crescimento seria de 7,9% e 8,2%, respectivamente. Essas classes são favorecidas pelos efeitos acumulados do bom desempenho do emprego e da renda, e o consequente aumento das vendas no comércio varejista, fatores que vêm permitindo o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências e dinamizando as vendas do comércio há vários anos;
- **Classe industrial (42,4% das vendas totais):** queda de 3,5%, refletindo o baixo desempenho da produção industrial nos últimos meses. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Piratininga, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-5,6% ou 121 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T13 para o 2T14.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	3.899	3.747	4,1%	8.361	7.679	8,9%
Industrial	2.147	2.243	-4,3%	4.299	4.447	-3,3%
Comercial	2.189	2.109	3,8%	4.705	4.392	7,1%
Outros	2.094	1.993	5,1%	4.319	3.988	8,3%
Total	10.329	10.091	2,4%	21.684	20.506	5,7%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.12.

As vendas no mercado cativo foram influenciadas pela redução do consumo na classe industrial que, por sua vez, reflete a migração de clientes para o mercado livre e o fraco desempenho da classe, como explicado anteriormente.

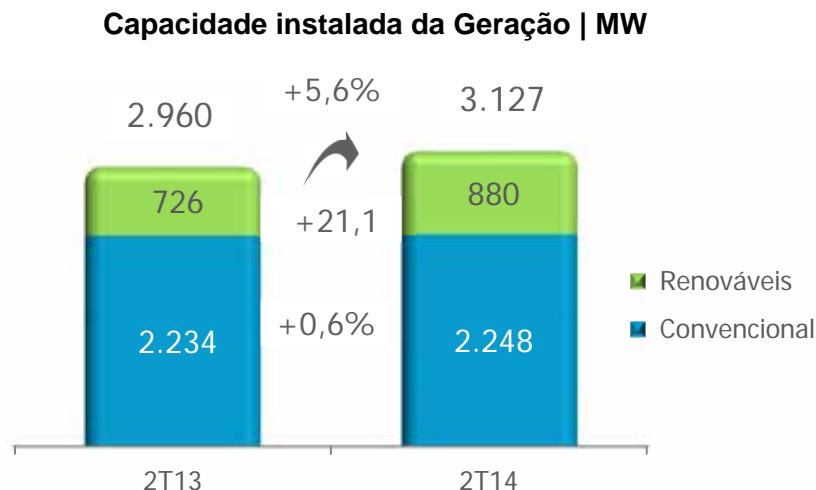
3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Industrial	4.056	4.184	-3,0%	7.960	8.062	-1,3%
Comercial	190	167	14,0%	391	324	20,7%
Outros	46	44	5,4%	94	85	11,2%
Total	4.292	4.394	-2,3%	8.445	8.471	-0,3%

TUSD por Distribuidora - GWh						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
CPFL Paulista	2.089	2.107	-0,9%	4.112	4.091	0,5%
CPFL Piratininga	1.569	1.663	-5,7%	3.099	3.201	-3,2%
RGE	536	536	-0,1%	1.032	1.005	2,7%
CPFL Santa Cruz	12	11	3,9%	23	22	5,3%
CPFL Jaguari	21	23	-8,5%	39	50	-21,6%
CPFL Mococa	7	6	15,0%	14	12	9,9%
CPFL Leste Paulista	11	14	-23,6%	23	28	-16,9%
CPFL Sul Paulista	49	33	48,0%	103	61	67,1%
Total	4.292	4.394	-2,3%	8.445	8.471	-0,3%

3.2) Capacidade Instalada de Geração

No 2T14, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.127 MW de capacidade instalada, uma expansão de 5,6% em relação ao 2T13. Esse aumento deve-se principalmente à adição dos parques eólicos Campo dos Ventos II, Rosa dos Ventos, Atlântica e Macacos I e das usinas à biomassa Coopcana e Alvorada.



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 30 de junho de 2014 e de 2013, e 31 de dezembro de 2013, 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	4.068	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	1.596	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	1.417	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	199	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	38	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	81	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 e Goiás	1 Hidrelétrica, 1 PCH e 1 Térmica	694 MW	694 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 57,13%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	195 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 58,83%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
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 Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari 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. ("CPFL Participações")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2014, a CPFL Energia detinha participação indireta de 58,83% 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.

4.2) Apresentação dos números gerenciais

A partir do 1T14, a apresentação dos números gerenciais será feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	4.952.888	4.512.097	9,8%	9.979.941	9.225.456	8,2%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	4.894.550	4.436.845	10,3%	10.000.498	9.223.011	8,4%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	3.676.653	3.339.144	10,1%	7.415.193	6.795.942	9,1%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	3.640.763	3.283.121	10,9%	7.467.942	6.814.621	9,6%
Custo com Energia Elétrica (IFRS)	(2.440.406)	(2.152.651)	13,4%	(4.992.650)	(4.053.763)	23,2%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS)	(1.007.050)	(1.222.408)	-17,6%	1.558.937	(2.248.910)	-169,3%
Resultado do Serviço (IFRS)	446.227	223.284	99,8%	883.560	1.011.096	-12,6%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	771.636	515.622	49,7%	1.558.938	1.570.589	-0,7%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	902.664	884.779	2,0%	1.988.285	1.965.305	1,2%
Resultado Financeiro (IFRS)	(224.043)	(415.036)	-46,0%	(446.949)	(558.684)	-20,0%
Lucro Antes da Tributação (IFRS)	262.113	(164.355)	-259,5%	547.615	486.065	12,7%
Lucro Líquido (IFRS)	145.295	(134.067)	-208,4%	319.696	271.235	17,9%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	254.664	236.961	7,5%	650.200	666.317	-2,4%

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 as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, 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 2T14 atingiu R\$ 4.953 milhões, representando um aumento de 9,8% (R\$ 441 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 4.895 milhões, um aumento de 10,3% (R\$ 458 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a Receita de construção) atingiu R\$ 3.677 milhões no 2T14, representando um aumento de 10,1% (R\$ 338 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a Receita de Construção, somou R\$ 3.641 milhões, um aumento de 10,9% (R\$ 357 milhões).

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

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 262 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1);
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 138 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 24 milhões;

Parcialmente compensado por:

- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 68 milhões.

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.440 milhões no 2T14, representando um aumento de 13,4% (R\$ 288 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.109 milhões (R\$ 235 milhões), um aumento de 12,5%. Os fatores que explicam essa variação seguem abaixo.

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 2T14 atingiu R\$ 2.300 milhões, um aumento de 17,7% (R\$ 346 milhões). Na visão gerencial, o custo com energia comprada para revenda no 2T14 foi de R\$ 1.967 milhões, o que representa um aumento de 17,6% (R\$ 295 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 650 milhões) devido ao aumento de 221,4% no preço médio de compra e de 81,7% (630 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente aos seguintes efeitos **não-recorrentes** no 2T14:

- a. **CPFL Renováveis:** (i) exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 9 milhões); (ii) aumento no custo com compra de energia no valor de R\$ 7 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana, em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em maio de 2014 e (iii) compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que em 2014 não fazem parte do MRE (R\$ 4 milhões);
- b. **CPFL Geração:** devido a exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 43 milhões) nos empreendimentos hidrelétricos de Geração Convencional;

Em contrapartida no 2T13, ocorreram os seguintes efeitos **não-recorrentes**:

- c. **CPFL Renováveis:** compra de energia para a UTE Alvorada e UTE Coopcana destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 11 milhões);
- d. **CPFL Geração:** exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 3 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, a compra de energia de curto prazo no 2T14 subiu R\$ 602 milhões em relação a 2T13.

- (ii) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 452 milhões), devido ao aumento de 40,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 8,0% (988 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 14 milhões), decorrente principalmente do aumento de 8,2% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 3,6% na quantidade de energia comprada (97 GWh);
- (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 7 milhões), devido ao aumento de 9,1% no preço médio de compra;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aporte de R\$ 742 milhões de recursos da CDE (reduzidor de custo);
- (vi) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 29 milhões);

- (vii) Variação de R\$ 9 milhões no saldo de ativos e passivos regulatórios.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 139 milhões no 2T14, uma redução de 29,4% (R\$ 58 milhões) em relação a 2T13. Na visão gerencial atingiram R\$ 141 milhões no 2T14, redução de 29,7% (R\$ 59 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 104 milhões), passando de um custo de R\$ 68 milhões no 2T13, para uma receita de R\$ 36 milhões no 2T14, expurgando o efeito **não-recorrente** provisão de R\$ 8 milhões na CPFL Geração e R\$ 3 milhões na CPFL Renováveis realizada no 2T13 referente aos encargos de serviço de sistema estabelecida pela Resolução CNPE 03/2013, valor esse que foi estornado no 3T13;
 - (ii) Redução de 69,5% nos encargos de energia de reserva – EER (R\$ 25 milhões);
 - (iii) Redução de 1,5% nos encargos da rede básica (R\$ 2 milhões), já expurgado o impacto do efeito **não-recorrente** de R\$ 12 milhões relativo a realocação de custos com perdas de rede básica apurados pela CCEE;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 100,0% (R\$ 61 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
- (v) Aumento de 19,3% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2 milhões);
- (vi) Redução de 29,7% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 6 milhões);
- (vii) Aumento de R\$ 1 milhão em encargos de transporte de Itaipu e encargos de conexão;
- (viii) Aumento de R\$ 2 milhões nos ativos e passivos regulatórios.

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Custo de construção) atingiram R\$ 1.007 milhões no 2T14, registrando uma redução de 17,6% (R\$ 215 milhões). Os custos e despesas operacionais gerencial somaram R\$ 1.116 no 2T14 (R\$ 73 milhões), um aumento de 7%, decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 16,3% (R\$ 42 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\$ 217 milhões no 2T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Redução de 41,4% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 8 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 4,1% em Depreciação e Amortização (R\$ 11 milhões), devido principalmente (i) aos novos ativos que entraram em operação nos últimos 12 meses na CPFL Renováveis e aquisição de Rosa dos Ventos (R\$ 7 milhões), e (ii) ao aumento de R\$ 5 milhões na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição, devido principalmente às adições na base de ativos ocorridas no período;
- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 617 milhões no 2T14, comparado a R\$ 504 milhões no 2T13, registrando um aumento de 22,4% (R\$ 113 milhões);

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	2T14	2T13	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(215,5)	(185,0)	(30,5)	16,5%
Material	(28,9)	(28,8)	(0,1)	0,5%
Serviços de Terceiros	(126,2)	(122,4)	(3,8)	3,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(122,2)	(341,6)	219,4	-64,2%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(492,8)	(677,7)	184,9	-27,3%
Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Regulatórios				
Pessoal	4,8	4,9	(0,1)	-1,6%
Material	(137,1)	(64,6)	(72,5)	112,3%
Serviços de Terceiros	4,9	(1,0)	5,9	-572,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	2,8	(20,0)	22,8	-114,0%
Total Consolidação Proporcional - (B)	(124,6)	(80,7)	(43,9)	54,4%
Efeitos não-recorrentes				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações		(230,3)	230,3	-100,0%
ICMS (Programa Especial de Parcelamento)		(14,8)	14,8	-100,0%
Baixa de Ativos na Epasa		(9,1)	9,1	(1,0)
(=) Total efeitos não-recorrentes (C)	-	(254,2)	239,0	(6,32)
PMSO gerencial				
Pessoal	(210,7)	(180,1)	(30,6)	17,0%
Material	(166,0)	(93,4)	(72,7)	77,8%
Serviços de Terceiros	(121,3)	(123,4)	2,1	-1,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(119,4)	(107,4)	(12,0)	11,1%
Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) - (C)	(617,4)	(504,2)	(113,2)	22,4%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 17,0% (R\$ 31 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo de 2013, que reajustou os salários em 6,9% em média e pelo aumento de R\$ 6 milhões no segmento de Serviços devido a expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect;
- (ii) Aumento de 77,8% em Material (R\$ 73 milhões), devido principalmente a aquisição de materiais referentes à aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que variou R\$ 74 milhões.
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 11,1% (R\$ 12 milhões);
Parcialmente compensado por:
- (iv) Redução de 1,7% em Serviços de Terceiros (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\$ 38 milhões no 2T14 e de R\$ 26 milhões no 2T13 (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 2T14 totalizou R\$ 772 milhões, registrando um aumento de 49,7% (R\$ 256 milhões). O **EBITDA gerencial** no 2T14 registrou R\$ 903 milhões, comparado a R\$ 885 milhões no 2T13, um aumento de 2,0%.

5.6) Resultado Financeiro

No 2T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 224 milhões, uma redução de 46,0% (R\$ 191 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 415 milhões registrados no 2T13. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 208 milhões, uma redução de 11,2% em relação ao mesmo período de 2013 (R\$ 26 milhões).

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro gerencial são:

- (i) Aumento líquido nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 21 milhões);
- (ii) Receita financeira líquida 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\$ 8 milhões) no 2T14, expurgando o efeito **não-recorrente** referente a esta rubrica no 2T13 que foi de R\$ 131 milhões;
- (iii) Variação líquida de outras receitas e despesas financeiras (R\$ 8 milhões), principalmente pelo efeito **não-recorrente** do 2T13 (R\$ 59 milhões) referente à adesão da CPFL Piratininga (R\$ 49 milhões) e CPFL Paulista (R\$ 10 milhões) ao Programa Especial de Parcelamento - PEP de ICMS devido a processos judiciais relacionados a (i) créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes e (ii) questionamento da metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, conforme explicados nos itens Receita Operacional e Custos e Despesas Operacionais;
- (iv) Variação líquida de R\$ 16 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 2 milhões no 2T13 para um líquido a receber de R\$ 18 milhões no 2T14;

Parcialmente compensado:

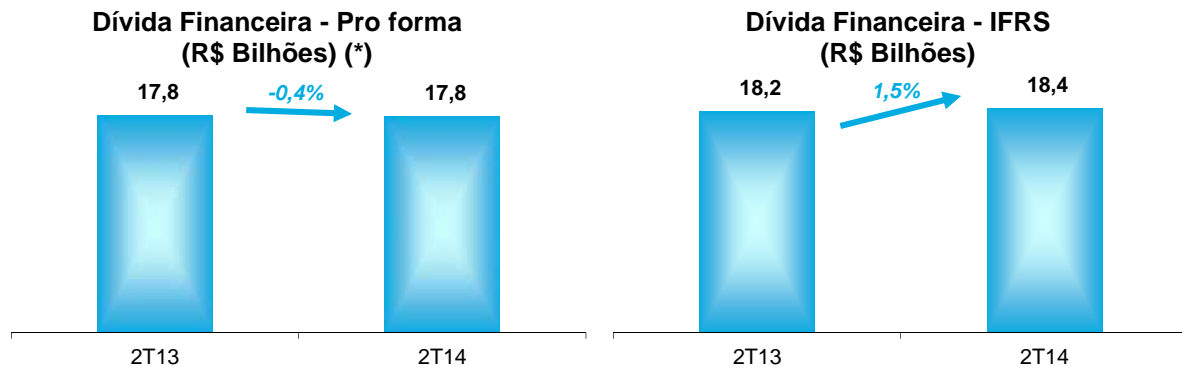
- (v) Aumento líquido em de encargo de dívidas (R\$ 20 milhões);
- (vi) Aumento da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 7 milhões), devido principalmente à atualização financeira, ou seja, aos efeitos dos indexadores (IGP-M e IPCA) que atualizam o passivo de UBP.

5.7) Lucro Líquido

No 2T14, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 145 milhões. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 255 milhões, uma redução de 7,5% em relação a 2T13.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



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

A Dívida Financeira Pro-forma (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 17.765 milhões no 2T14, redução de R\$ 74 milhões, ou 0,4%, em relação ao 2T13. Esta redução no endividamento é reflexo, principalmente:

- Da diminuição do endividamento em função de amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 545 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo;
- Do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 471 milhões.

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

- **CPFL Energia (*Holding*):** amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 300 milhões:
 - Amortização de principal das debêntures (3ª Emissão de R\$ 300 milhões).
- **Segmento de Distribuição:** amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 932 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 137 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 55 milhões), RGE (R\$ 59 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 5 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 1.106 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 523 milhões), RGE (R\$ 33 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 33 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 83 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 154 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 75 milhões), RGE (R\$ 79 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 22 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 24 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 1,101 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 488 milhões), RGE (R\$ 125 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 12 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 45 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (5ª Emissão de R\$ 160 milhões) e RGE (3ª Emissão de R\$ 197 milhões).

- Segmento Comercialização e Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 4 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 9 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 3 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Brasil (R\$ 1 milhão) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões).
- Segmento Geração Convencional: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 598 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 233 milhões);
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (6ª Emissão de R\$ 460 milhões, 7ª Emissão de R\$ 635 milhões e 8ª Emissão de R\$ 70 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 5 milhões), Baesa (R\$ 20 milhões), Ceran (R\$ 36 milhões), Enercan (R\$ 36 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 66 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 612 milhões) e Epasa (R\$ 6 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela Epasa (R\$ 10 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 4 milhões).
- CPFL Renováveis: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 39 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES, no montante de R\$ 241 milhões;
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras, no montante de R\$ 164 milhões;
 - + Emissão de debêntures (2ª Emissão de R\$ 177 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES, no montante de R\$ 212 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras, no montante de R\$ 330 milhões.
- Outros Segmentos: captações líquidas totalizando R\$ 47 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 9 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 38 milhões).

Dívida Financeira - 2T14 - Pro-Forma (R\$ Mil)													
Segmentos	BNDES		Instituições Financeiras		Outros		Moeda Estrangeira		Debêntures		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Holdings (CPFL Energia)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.290.000	-	1.290.000	-	1.290.000
Distribuição	293.918	1.098.242	190.443	502.181	4.863	16.386	39.687	2.524.798	260.000	2.245.000	788.911	6.386.607	7.175.517
Comercialização e Serviços	3.310	22.070	1.707	5.130	1.192	3.169	-	-	-	228.000	6.209	258.369	264.577
Geração Convencional	155.792	1.300.938	-	617.520	10.886	92.531	10.776	255.330	291.961	3.002.991	469.414	5.269.310	5.738.725
CPFL Renováveis	282.394	1.186.098	81.192	-	50.745	399.725	-	-	38.795	788.659	453.126	2.374.482	2.827.608
Outros	-	9.327	6.595	33.150	-	-	-	-	-	-	6.595	42.477	49.072
Endividamento (Principal)	735.413	3.616.675	279.937	1.157.981	67.686	511.810	50.462	2.780.128	1.880.756	6.264.650	3.014.254	14.331.245	17.345.499
Encargos											404.201	104.616	508.816
Hedge											(5.767)	(83.462)	(89.229)
Dívida Financeira Incluindo Hedge											3.412.688	14.352.398	17.765.086
Participação sobre o total (%)											19%	81%	100%

Do total do endividamento de R\$ 17.765 milhões no 2T14, R\$ 14.352 milhões (80,8%) são considerados de longo prazo e R\$ 3.413 milhões (19,2%) são considerados de curto prazo. No 2T13, do total de R\$ 17.840 milhões, R\$ 15.156 milhões (85,0%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.684 milhões (15,0%) eram considerados de curto prazo.

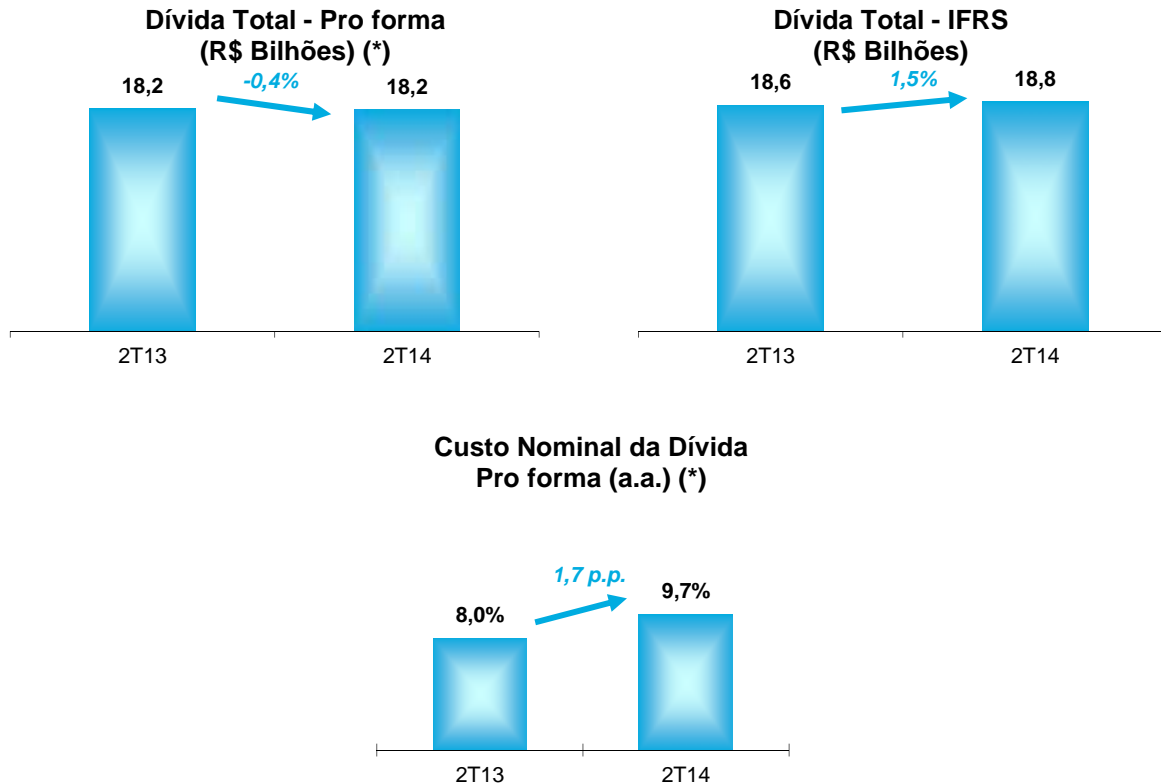
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida



Nota: Considera apenas o principal da dívida; Em 2015, considera amortização a partir de julho/2015.

A posição de caixa ao final do 2T14 possui índice de cobertura de 1,51x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até meados de 2016. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,87 anos.

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

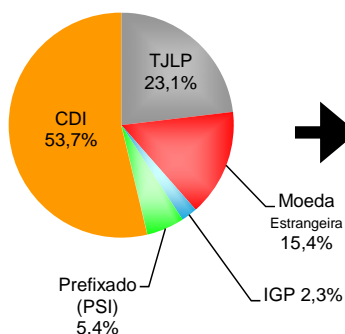


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total no critério Pro-forma, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 18.156 milhões no 2T14, redução de 0,4%. O seu custo médio nominal passou de 8,0% a.a., no 2T13, para 9,7% a.a., no 2T14, em função, entre outros fatores, do aumento do CDI (de 7,2% para 9,6%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses findos no período)

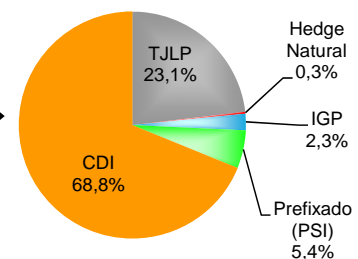
Perfil da Dívida – Pro-forma (*) – 2T13

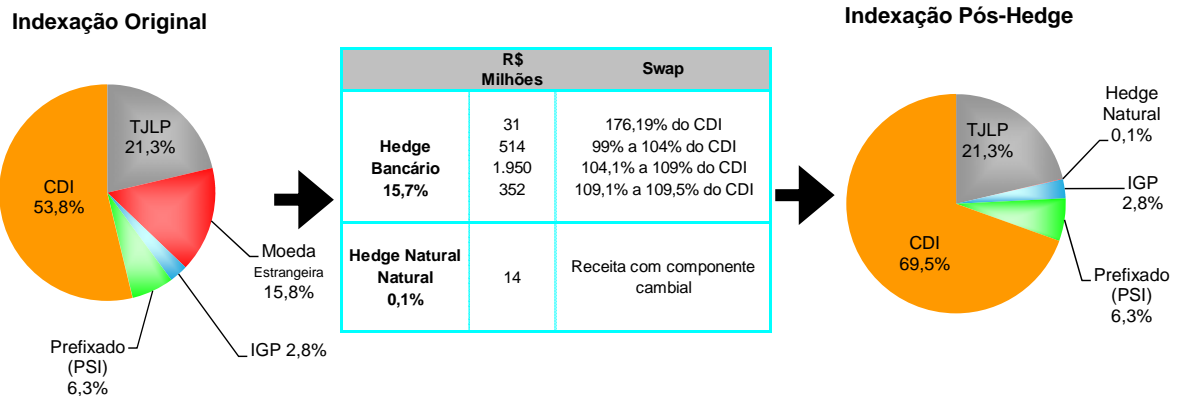
Indexação Original



	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	219	176,19% do CDI
	2.463	106,40% e 107,70% do CDI
	160	95,50% a 106,85% do CDI
		108% do CDI
Hedge Natural	53	Receita com componente cambial

Indexação Pós-Hedge



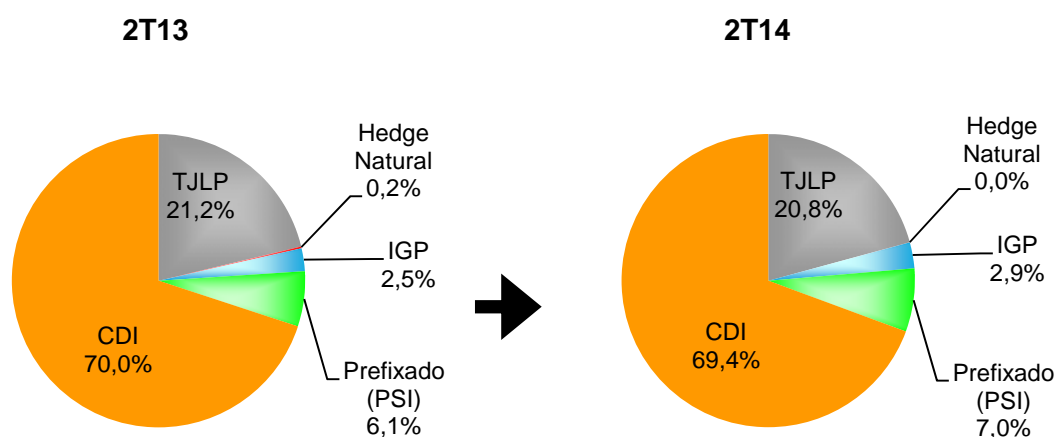
Perfil da Dívida – Pro-forma (*) – 2T14


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epsa; PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar uma redução da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 23,1%, no 2T13, para 21,3%, no 2T14) e um aumento da participação das dívidas prefixadas-PSI (de 5,4%, no 2T13, para 6,3%, no 2T14), atreladas ao CDI (de 68,8%, no 2T13, para 69,5%, no 2T14) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,3%, no 2T13, para 2,8%, no 2T14).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 15,8%, 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 0,1% (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 – IFRS – Indexação Pós-Hedge – 2T13 vs. 2T14


6.4) Dívida Líquida e Alavancagem

Pro forma (*) - R\$ Mil	2T14	2T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.765.086)	(17.839.576)	-0,4%
(+) Disponibilidades	4.549.150	5.267.278	-13,6%
(=) Dívida Líquida	(13.215.935)	(12.572.298)	5,1%

IFRS - R\$ Mil	2T14	2T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(18.432.861)	(18.162.239)	1,5%
(+) Disponibilidades	4.740.672	5.419.584	-12,5%
(=) Dívida Líquida	(13.692.189)	(12.742.655)	7,5%

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

No 2T14, a Dívida Líquida Pro-forma atingiu R\$ 13.216 milhões, um aumento de 5,1% ou R\$ 644 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 2T13 no montante de R\$ 12.572 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 de suas empresas. 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 resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 13.216 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.828 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T14 alcançou 3,45x (Pendente validação de auditoria externa).

7) INVESTIMENTOS

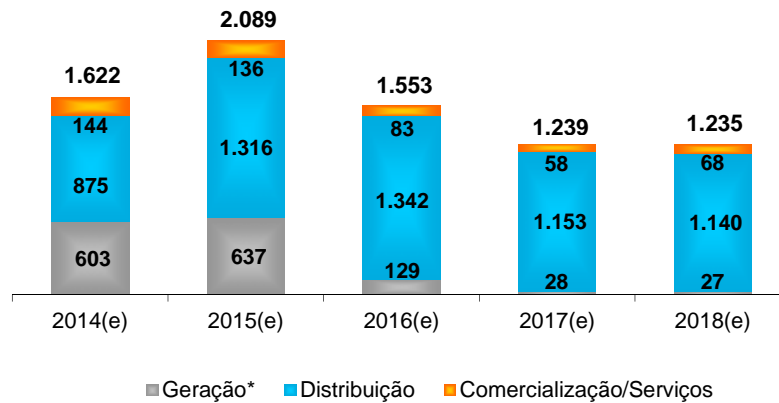
No 2T14, foram realizados investimentos de R\$ 280 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 178 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 74 milhões à geração (R\$ 71 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 3 milhões de geração convencional) e R\$ 28 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 520 milhões de investimentos no 1S14, dos quais R\$ 348 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 117 milhões à geração (R\$ 114 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 3 milhões de geração convencional) e R\$ 55 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T14 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;

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente ao Complexo Eólico Atlântica, empreendimento que entrou em operação em 24 de março de 2014, e Complexo Eólico Macacos I, empreendimento apto a operar desde 1º de maio de 2014, e Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, empreendimentos ainda em construção.

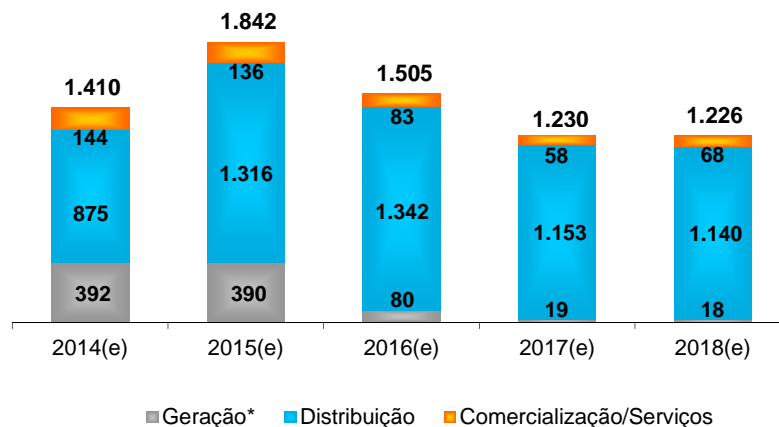
Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



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

Considerando a consolidação proporcional nos projetos de geração, no 2T14, foram realizados investimentos de R\$ 43 milhões pelo segmento de geração (R\$ 42 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 1 milhão de geração convencional). Com esses montantes, no 1S14, foram realizados investimentos de R\$ 72 milhões pelo segmento de geração (R\$ 67 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 5 milhões de geração convencional).

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.

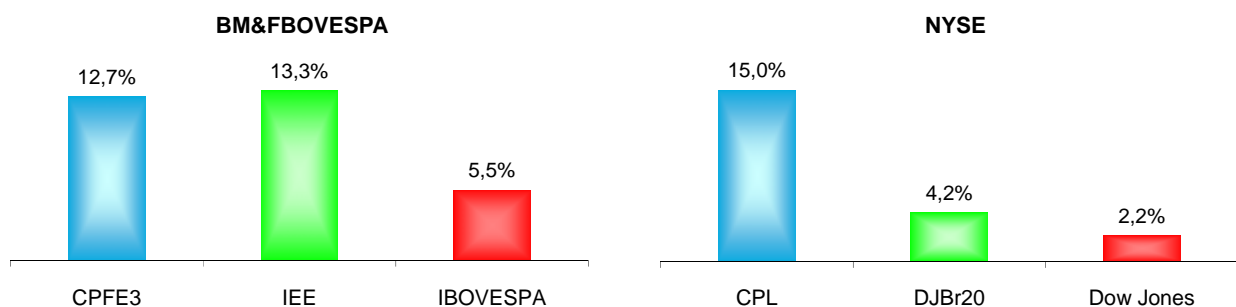
8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 30,5% (até 30 de junho de 2014) 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.

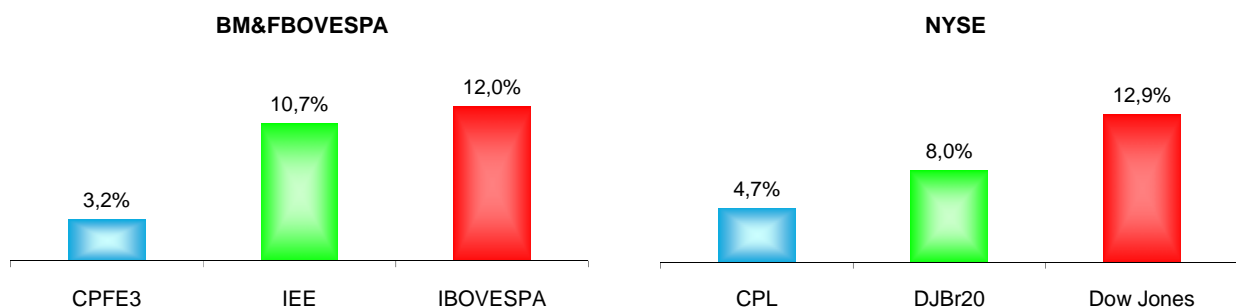
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 20,33 por ação e US\$ 18,20 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/06/2014).

Desempenho das Ações – 2T14 (com ajuste por proventos)



No 2T14, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 12,7% na BM&FBOVESPA e valorização de 15,0% na NYSE.

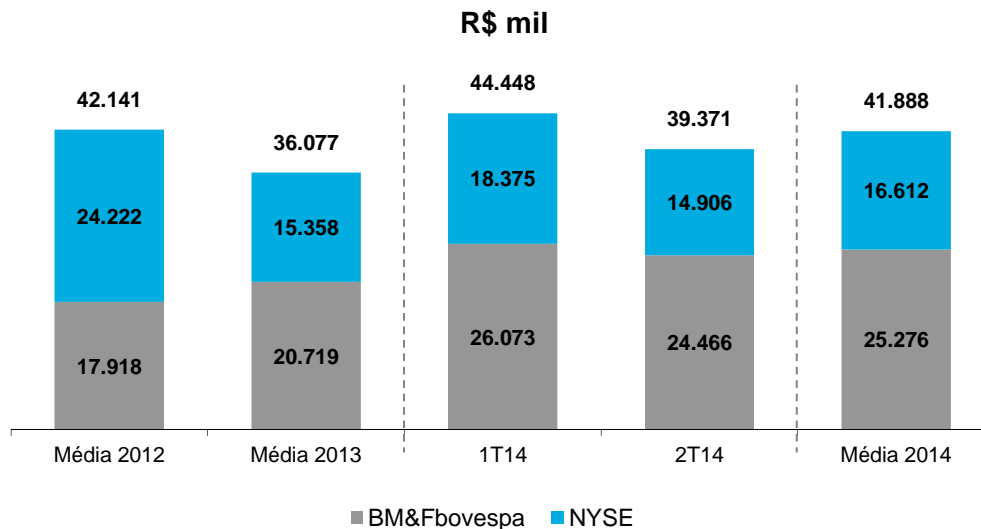
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com ajuste por proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 3,2% na BM&FBOVESPA e de 4,7% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1S14 foi de R\$ 41,9 milhões, sendo R\$ 25,3 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 16,6 milhões na NYSE, representando um aumento de 16,1% em relação a 2013. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 38,3%, passando de uma média diária de 4.208 negócios, em 2013, para 5.819 negócios, no 1S14.



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

8.3) Ratings

Em julho de 2014, a Standard&Poor's 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		2011	2012	2013	2T14
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.

9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

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

O Conselho de Administração da Companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria 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.

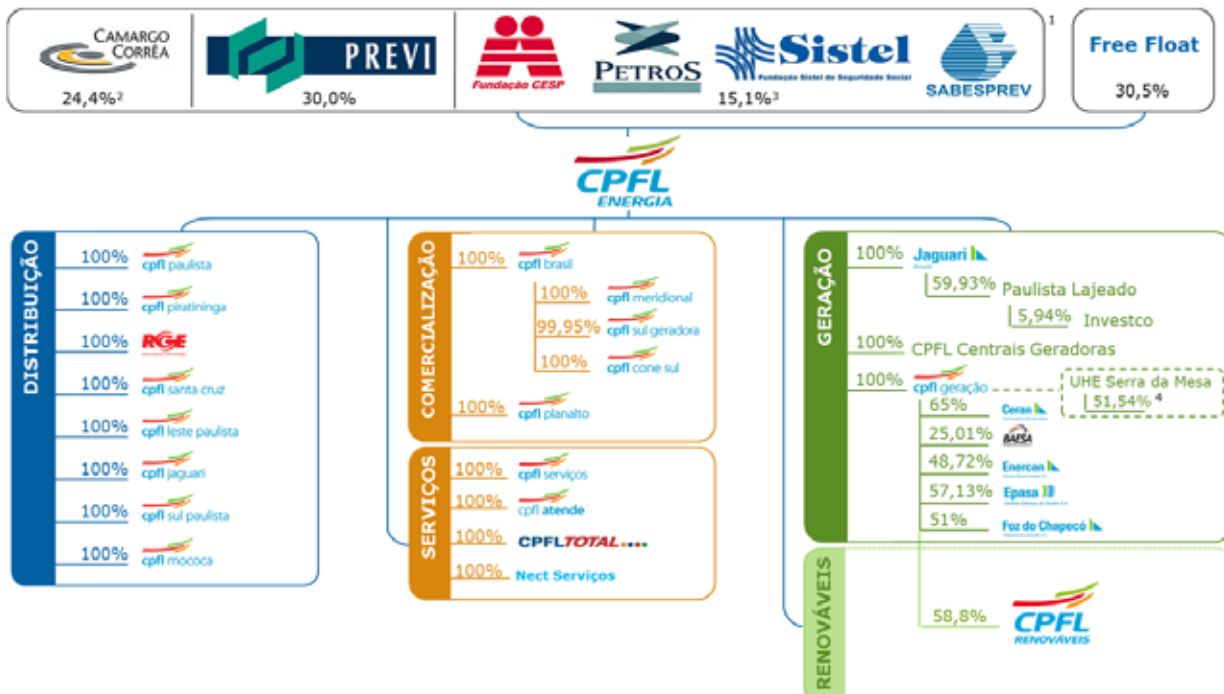
A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são 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.

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2014

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) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) ⁽¹⁾	4.097.452	3.696.551	10,8%	8.205.560	7.527.146	9,0%
Receita Operacional Bruta Gerencial ⁽¹⁾	3.992.181	3.629.307	10,0%	8.104.492	7.553.310	7,3%
Receita Operacional Líquida (IFRS) ⁽¹⁾	2.905.146	2.601.928	11,7%	5.812.086	5.259.238	10,5%
Receita Operacional Líquida Gerencial ⁽¹⁾	2.825.841	2.563.960	10,2%	5.754.421	5.294.395	8,7%
Custo com Energia Elétrica	(2.097.612)	(1.769.836)	18,5%	(4.319.840)	(3.275.810)	31,9%
Custos e Despesas Operacionais	(733.517)	(972.965)	-24,6%	(1.416.338)	(1.758.184)	-19,4%
Resultado do Serviço	284.316	118.325	140,3%	470.777	743.070	-36,6%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	399.374	228.510	74,8%	699.452	962.048	-27,3%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	449.353	529.617	-15,2%	981.532	1.189.860	-17,5%
Resultado Financeiro	(54.717)	(279.466)	-80,4%	(111.707)	(297.841)	-62,5%
Lucro Antes da Tributação	229.600	(161.141)	-242,5%	359.070	445.229	-19,4%
Lucro Líquido (IFRS)	143.105	(100.797)	-242,0%	220.153	297.133	-25,9%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	188.297	227.057	-17,1%	439.310	578.081	-24,0%

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 12.9.

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 (IFRS) atingiu R\$ 4.097 milhões, um aumento de 10,8% (R\$ 401 milhões). A receita operacional bruta gerencial atingiu R\$ 3.992 milhões, um aumento de 10,0% (R\$ 363 milhões).

O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2T13 e 2T14, no valor de R\$ 240 milhões, em virtude das revisões e reajustes tarifários;
- Aumento de 2,4% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 65 milhões (mercado + mix);
- Aumento de R\$ 17 milhões no aporte de CDE;
- Aumento de R\$ 12 milhões em Suprimento de Energia Elétrica;
- Aumento de R\$ 67 milhões em Outras Receitas;

Parcialmente compensados por:

- Variação de R\$ 38 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 67 milhões no 2T13 para um líquido a pagar de R\$ 105 milhões no 2T14.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 1.192 milhões, representando um aumento de 8,9% (R\$ 98 milhões). As deduções gerenciais da receita operacional bruta foram de R\$ 1.166 milhões, representando um aumento de 9,5% (R\$ 101 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- (i) de 7,3% no ICMS (R\$ 49 milhões). No 2T13, a CPFL Piratininga incorreu em uma

despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. A empresa possuía processo em que questionava a metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, com valor total (incluindo valor principal, multa e juros) de R\$ 159 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção desta discussão, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a Administração decidiu pela adesão ao programa, reduzindo os custos totais em relação a este litígio para R\$ 73 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 32 milhões) foram registrados na rubrica Deduções da Receita, enquanto multas e juros (R\$ 41 milhões), na rubrica Despesas Financeiras;

- (ii) de 13,5% na PIS e Cofins (R\$ 42 milhões);
- (iii) de 89,9% na CDE (R\$ 35 milhões);
- (iv) de 100,0% na RGR (R\$ 1 milhão);
- (v) de 9,3% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensados pela:

- (vi) variação de R\$ 28 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 2 milhões no 2T13 para um líquido a receber de R\$ 26 milhões no 2T14.

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 2.905 milhões no 2T14, representando um aumento de 11,7% (R\$ 303 milhões). A receita operacional líquida gerencial totalizou R\$ 2.826 milhões no 2T14, um aumento de 10,2% (R\$ 262 milhões).

Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.097 milhões no 2T14, representando um aumento de 18,5% (R\$ 328 milhões). O custo com energia elétrica gerencial totalizou R\$ 1.969 milhões no 2T14, representando um aumento de 17,9% (R\$ 299 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 2T14 foi de R\$ 1.972 milhões, o que representa um aumento de 23,6% (R\$ 376 milhões). O custo da energia comprada para revenda gerencial no 2T14 foi de R\$ 1.849 milhões, o que representa um aumento de 23,9% (R\$ 357 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento de 521,5% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 665 milhões), devido aos aumentos de 425,5% na quantidade de energia comprada (908 GWh) e de 18,3% no preço médio de compra;
 - (ii) Aumento de 4,3% no custo de energia de Itaipu (R\$ 14 milhões), decorrente principalmente do aumento de 8,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 4,1% (110 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 13,4% no custo com Proinfa (R\$ 8 milhões), devido aos aumentos de 4,0% na quantidade de energia comprada (9 GWh) e de 9,1% no preço médio de compra;
 - (iv) Aumento de 35,6% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 470 milhões), devido ao aumento de 38,6% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 2,2% (180 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 1170,7% (R\$ 742 milhões) no aporte de CDE (reductor de custo);
- (vi) Aumento de 23,7% (R\$ 39 milhões) nos créditos de Pis e Cofins (reductor de custo),

gerados a partir da compra de energia;

- (vii) Variação de R\$ 19 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 103 milhões no 2T13 para um líquido a receber de R\$ 122 milhões no 2T14.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 126 milhões no 2T14, redução de 27,8% (R\$ 48 milhões). Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais atingiram R\$ 119 milhões no 2T14, redução de 32,8% (R\$ 58 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 99 milhões), passando de um custo de R\$ 67 milhões no 2T13 para uma receita de R\$ 32 milhões no 2T14;
 - (ii) Redução de 69,5% nos encargos de energia de reserva – EER (R\$ 25 milhões);
 - (iii) Redução de 2,8% nos encargos da rede básica (R\$ 4 milhões), excluindo-se o impacto **não-recorrente** de R\$ 12 milhões relativo a realocação de custos com perdas de rede básica apurados pela CCEE;Parcialmente compensados por:
 - (iv) Redução de 100,0% (R\$ 61 milhões) no aporte de CDE (reductor de custo);
 - (v) Redução de 27,8% nos créditos de Pis e Cofins (reductor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 5 milhões);
 - (vi) Aumento de 21,4% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1 milhão);
 - (vii) Variação de R\$ 2 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 3 milhões no 2T13 para um líquido a pagar de R\$ 5 milhões no 2T14.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 734 milhões no 2T14, registrando uma redução de 24,6% (R\$ 239 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais atingiram R\$ 733 milhões no 2T14, registrando uma redução de 0,1% (R\$ 1 milhão), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 18,9% (R\$ 49 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\$ 210 milhões no 2T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Redução de 40,8% (R\$ 8 milhões) no item Entidade de Previdência Privada, decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- PMSO (IFRS), item que atingiu R\$ 396 milhões no 2T14, comparado a R\$ 583 milhões no 2T13, registrando uma redução de 32,1% (R\$ 187 milhões). O PMSO ajustado atingiu R\$ 396 milhões no 2T14, comparado a R\$ 345 milhões no 2T13, registrando um aumento de 14,9% (R\$ 51 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 21,7% (R\$ 27 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo de 2013, que reajustou os salários em 6,9% em média;
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 7,1% (R\$ 8 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com manutenção de máquinas e equipamentos;
 - (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 18,5% (R\$ 16

milhões):

- ✓ No 2T13, houve impacto na rubrica Despesas Legais, Judiciais e Indenizações, no valor de R\$ 229 milhões, principalmente em função da classificação de risco de ações cíveis e trabalhistas do contencioso de massa da Companhia, para que as provisões reflitam a melhor estimativa corrente da administração. Esta estimativa está baseada em análises dos seus assessores legais externos e é fruto do contínuo monitoramento e controle de riscos da Companhia. Importante mencionar que esta constituição de provisões não afeta imediatamente o caixa;
- ✓ No 2T13, a CPFL Paulista e CPFL Piratininga incorreram em uma despesa não recorrente devido à adesão ao Programa Especial de Parcelamento (PEP) de ICMS do Estado de São Paulo. Ambas discutiam, por meio de processos judiciais, a tomada de créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes de veículos operacionais, com valor total (incluindo principal, multa e juros) de R\$ 72 milhões. Diante de decisões desfavoráveis da Justiça de São Paulo e da oportunidade oferecida pelo PEP para extinção destas discussões, que envolveu descontos de multas e juros no valor de 75% e 60%, respectivamente, a administração decidiu pela adesão ao programa, incorrendo, portanto, em uma despesa total no valor de R\$ 32 milhões. Os valores referentes ao principal (R\$ 8 milhões para CPFL Paulista e R\$ 7 milhões para CPFL Piratininga) foram registrados na rubrica de Outras Despesas, enquanto multas e juros (R\$ 17 milhões), na rubrica Despesas Financeiras;
- ✓ Variação de R\$ 5 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 4,8 milhões no 2T13 para um líquido a receber de R\$ 0,2 milhões no 2T14.

Parcialmente compensados por:

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 4,4% (R\$ 5 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\$ 38 milhões no 2T14 e de R\$ 26 milhões no 2T13 (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 2T14 totalizou R\$ 399 milhões, registrando um aumento de 74,8% (R\$ 171 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** totalizou R\$ 449 milhões no 2T14, comparado a R\$ 530 milhões no 2T13, uma redução de 15,2% (R\$ 80 milhões).

Resultado Financeiro

No 2T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 55 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 279 milhões no 2T13, registrando uma redução de 80,4% (R\$ 225

milhões). A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 36 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 88 milhões no 2T13, registrando uma redução de 58,6% (R\$ 51 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento líquido em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 28 milhões);
- (ii) Aumento da receita financeira líquida nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 8 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), considerando o impacto do efeito não-recorrente de R\$ 131 milhões relacionado a esta rubrica no 2T13;
- (iii) Aumento de atualização de créditos fiscais (R\$ 2 milhões);
- (iv) Aumento de acréscimos e multas moratórias (R\$ 1 milhão);
- (v) Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 1 milhão);
- (vi) Variação líquida de R\$ 16 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 2 milhões no 2T13 para um líquido a receber de R\$ 18 milhões no 2T14;

Parcialmente compensados por:

- (vii) Variação líquida de outras receitas e despesas financeiras (R\$ 5 milhões), passando de uma receita líquida de R\$ 2 milhões no 2T13 para uma despesa líquida de R\$ 21 milhões no 2T14, principalmente pelo efeito não-recorrente do 2T13 (R\$ 59 milhões) referente à adesão da CPFL Piratininga (R\$ 49 milhões) e CPFL Paulista (R\$ 10 milhões) ao Programa Especial de Parcelamento - PEP de ICMS devido a processos judiciais relacionados a (i) créditos de ICMS sobre aquisições de combustíveis e lubrificantes e (ii) questionamento da metodologia de cálculo do ICMS para o fornecimento de energia na cidade de Santos/SP, conforme explicados nos itens Receita Operacional e Custos e Despesas Operacionais.

Lucro Líquido

No 2T14, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 143 milhões, comparado a um Prejuízo Líquido de R\$ 101 milhões no 2T13.

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes e outros ajustes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 188 milhões no 2T14, comparado a R\$ 227 milhões no 2T13, uma redução de 17,1% (R\$ 39 milhões).

11.1.2) Reajuste Tarifário Anual

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 03 de fevereiro 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.

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.701, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 17,18%, sendo 14,56% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,62% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,23% a ser percebido pelos consumidores. O cálculo levou em consideração a alteração da Revisão Tarifária Periódica referente a 2013, que passou de 4,53% para 4,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2014.

RGE

Em 17 de junho de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.739, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 21,82%, sendo 18,83% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,99% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,77% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2014.

11.1.3) 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 2T13 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,49	6,97	15,50	5,83	6,99	5,28	10,17	5,42
FEC	5,11	4,30	8,98	6,01	5,48	5,12	8,31	5,73

Indicadores DEC e FEC 2T14 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,70	7,45	18,14	7,21	7,07	5,57	9,59	5,83
FEC	4,68	4,65	9,08	6,54	5,61	4,69	7,37	6,72

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var	1S14	1S13	Var
Receita Operacional Bruta	590.221	605.927	-2,6%	1.217.230	1.245.115	-2,2%
Receita Operacional Líquida	523.462	536.770	-2,5%	1.080.770	1.102.749	-2,0%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	69.787	(4.770)	-	146.771	16.749	776,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	46.473	(1.548)	-	97.706	13.318	633,6%

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 2T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 590 milhões, representando uma redução de 2,6% (R\$ 16 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 523 milhões, representando uma redução de 2,5% (R\$ 13 milhões).

EBITDA

No 2T14, o EBITDA foi de R\$ 70 milhões, um acréscimo de R\$ 75 milhões.

Lucro Líquido

No 2T14, o lucro líquido foi de R\$ 46 milhões, aumento de R\$ 48 milhões.

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	304.155	246.838	23,2%	587.177	479.946	22,3%
Receita Operacional Líquida	282.280	232.612	21,4%	550.674	452.310	21,7%
Custo com Energia Elétrica	(108.564)	(39.865)	172,3%	(130.724)	(82.466)	58,5%
Custos e Despesas Operacionais	(54.845)	(53.698)	2,1%	(107.130)	(105.673)	1,4%
EBITDA	190.291	199.036	-4,4%	486.810	363.498	33,9%
Lucro Líquido	57.664	84.789	-32,0%	197.878	131.507	50,5%

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Consolidação Proporcional ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	634.776	465.182	36,5%	1.270.203	899.548	41,2%
Receita Operacional Líquida	583.332	431.529	35,2%	1.175.203	834.573	40,8%
Custo com Energia Elétrica	(145.419)	(54.846)	165,1%	(223.372)	(172.336)	29,6%
Custos e Despesas Operacionais	(236.221)	(167.992)	40,6%	(438.607)	(291.597)	50,4%
Resultado do Serviço	201.692	208.691	-3,4%	513.223	370.640	38,5%
EBITDA	260.928	267.700	-2,5%	630.599	487.905	29,2%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	300.747	288.232	4,3%	694.038	583.172	19,0%
Resultado Financeiro	(125.541)	(101.946)	23,1%	(253.868)	(198.906)	27,6%
Lucro Antes da Tributação	76.152	106.745	-28,7%	258.402	171.733	50,5%
Lucro Líquido	48.988	80.256	-39,0%	171.192	122.709	39,5%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	75.269	93.807	-19,8%	213.459	185.585	15,0%

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);

(2) Exclui os efeitos não recorrentes.

Receita Operacional

No 2T14, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 635 milhões, um aumento de 36,5% (R\$ 170 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 583 milhões, representando um aumento de 35,2% (R\$ 152 milhões).

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Incremento da receita da Epasa, no montante de R\$ 85 milhões, devido ao despacho térmico por ordem de mérito (abril e maio) e por segurança energética (junho);

- (ii) Incremento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 75 milhões);
- (iii) Incremento devido à renovação do contrato entre CPFL Geração e Furnas e reajustes de preço dos demais contratos de venda (R\$ 10 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 2T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 145 milhões, um aumento de 165,1% (R\$ 91 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento nos gastos com GSF (R\$ 36 milhões) – **efeito não recorrente**;
- (ii) Aumento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 61 milhões);

parcialmente compensado por outros efeitos (R\$ 7 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 236 milhões no 2T14, comparados a R\$ 168 milhões no 2T13, um aumento de 40,6% (R\$ 68 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 177 milhões, registrando um aumento de 62,7% (R\$ 68 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 73 milhões);
- ✓ Aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude do maior volume de energia gerada (R\$ 6 milhões);

parcialmente compensados por:

- ✓ Baixa de ativos da Epasa e despesas legais e judiciais (R\$ 10 milhões) – **efeitos não recorrentes do 2T13**.

- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 59 milhões, mantendo-se praticamente estável em relação ao 2T13 (0,4% ou R\$ 0,2 milhão).

EBITDA

No 2T14, o **EBITDA** foi de R\$ 261 milhões, comparado a R\$ 268 milhões no 2T13, um decréscimo de 2,5% (R\$ 7 milhões). A redução decorre principalmente do aumento nos gastos com GSF (R\$ 36 milhões), parcialmente compensados pela estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 9 milhões) e pelos efeitos negativos não recorrentes observados no 2T13 (R\$ 18 milhões).

No 2T14, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 301 milhões, um crescimento de 4,3% (R\$ 13 milhões).

Resultado Financeiro

No 2T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 126 milhões, representando um aumento de 23,1% (R\$ 24 milhões) em relação ao 2T13.

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 106 milhões no 2T13 para R\$ 161 milhões no 2T14 (aumento de R\$ 55 milhões), em função das emissões de debêntures da CPFL Geração.

Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 4 milhões no 2T13 para R\$ 35 milhões no 2T14 (aumento de R\$ 31 milhões), devido ao maior saldo de caixa.

Lucro Líquido

No 2T14, o **lucro líquido** foi de R\$ 49 milhões, comparado a R\$ 80 milhões no 2T13, uma redução de 39,0% (R\$ 31 milhões). Essa redução deve-se principalmente à piora do Resultado Financeiro, como explicado acima, bem como à leve redução do Ebitda verificada nesse trimestre.

No 2T14, o **lucro líquido gerencial** foi de R\$ 75 milhões, uma redução de 19,8% (R\$ 19 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Mil)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	154.646	125.445	23,3%	336.150	279.558	20,2%
Receita Operacional Líquida	144.234	117.625	22,6%	314.228	261.886	20,0%
Custo com Energia Elétrica	(45.963)	(28.536)	61,1%	(120.689)	(55.757)	116,5%
Custos e Despesas Operacionais	(91.490)	(82.132)	11,4%	(175.752)	(164.126)	7,1%
Resultado do Serviço	6.781	6.958	-2,5%	17.787	42.003	-57,7%
EBITDA ⁽¹⁾	68.900	62.170	10,8%	139.081	150.556	-7,6%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	89.079	76.581	16,3%	201.676	185.378	8,8%
Resultado Financeiro	(46.520)	(39.900)	16,6%	(86.653)	(81.274)	6,6%
Lucro antes da Tributação	(39.739)	(32.942)	20,6%	(68.866)	(39.270)	75,4%
Lucro Líquido	(38.754)	(32.534)	19,1%	(70.718)	(42.095)	68,0%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	(18.575)	(18.124)	2,5%	(8.123)	(7.272)	11,7%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) Exclui efeitos Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 2T14, 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;
- (v) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Rosa dos Ventos (13,7 MW) a partir de fevereiro de 2014;
- (vi) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Macacos I (78,2 MW) a partir de maio de 2014.

Receita Operacional

No 2T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 155 milhões, representando um aumento de 23,3% (R\$ 29 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 144 milhões, representando um aumento de 22,6% (R\$ 27 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citado acima), além do reajuste anual dos contratos que ocorreram ao longo do período.

Custo com Energia Elétrica

No 2T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 46 milhões, representando um aumento de 61,1% (R\$ 17 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Ocorrência de efeitos **não-recorrentes** citados a seguir:
 - (i) Sinistro na usina Bio Coopcana (queima da bobina do gerador), ocorrido em maio de 2014, gerando um aumento de R\$ 6,9 milhões no custo com compra de energia para atender ao lastro de contratos desta usina;
 - (ii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que não fazem parte do MRE, totalizando um custo adicional de R\$ 3,9 milhões. Tal necessidade de compra deve-se a ausência de chuvas, o que impactou a geração de energia dessas usinas;
 - (iii) Ocorrência de GSF no valor de R\$ 9,4 milhões no 2T14. As condições hidrológicas desfavoráveis no início do ano de 2014 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Compra de energia extraordinária para atender ao lastro de contratos de venda de energia das usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada no montante de R\$ 11,0 milhões no 2T13; e
 - (v) Provisão de encargos de serviços do sistema (ESS) de R\$ 3,4 milhões no 2T13, destinados exclusivamente ao ressarcimento dos agentes de geração termelétrica. De acordo com a Resolução CNPE 03, de março de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definiu a adoção de mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais. Entre 01/04/2013 até o desenvolvimento do novo modelo computacional (previsto para 01/09/2013), 50% do custo de despacho das térmicas fora da ordem de mérito será rateado por todos os agentes do mercado, inclusive os geradores.
- Adicionalmente, nesse trimestre também os seguintes efeitos recorrentes:
 - (i) Maior volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia das PCHs (R\$ 10,4 milhões);
 - (ii) Outros efeitos (R\$ 1 milhão).

Custos e Despesas Operacionais

No 2T14, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 91 milhões, representando um aumento de R\$ 9 milhões, como segue:

- (i) PMSO atingiu o valor de R\$ 29 milhões no 2T14, um aumento de 9,1%, R\$ 2 milhões, devido principalmente ao aumento nas despesas com serviços de terceiros, relacionado com gastos com manutenção de usinas.
- (ii) Maior despesa com Depreciação e Amortização no 2T14 no valor de R\$ 6,9 milhões, um aumento de 12,5% em relação ao 2T13. Essa variação é explicada, principalmente, pelos

seguintes fatores:

- ✓ aumento de R\$ 4,0 milhões em função da entrada em operação de novos ativos entre o 2T13 e 2T14, principalmente as usinas Alvorada, Coopcana e Atlântica; e
- ✓ revisão da vida útil dos ativos, com efeito de R\$ 2,9 milhões. Tal revisão teve efeito no exercício social de 2013, porém foi reconhecida a partir 4T13.

EBITDA

No 2T14, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 69 milhões, aumento de 10,8% (R\$ 7 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** seria de R\$ 89 milhões no 2T14, comparado a R\$ 77 milhões no 2T13, um aumento de 16,3% (R\$ 12 milhões).

Resultado Financeiro

No 2T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 47 milhões, um aumento de R\$ 7 milhões em comparação com o 2T13. Essa variação foi devida a uma despesa financeira adicional de R\$ 18 milhões e um aumento na receita financeira de R\$ 11 milhões.

Lucro Líquido

No 2T14, o **prejuízo líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 38,8 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 32,5 milhões no 2T13.

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** seria de R\$ 18,6 milhões no 2T14, comparado a R\$ 18,1 milhões no 2T13, um aumento de R\$ 0,5 milhões (2,5%).

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.495 MW de capacidade instalada em operação e 282 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 26 parques eólicos (797 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 11 parques eólicos (282 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.767 MW, perfazendo um portfólio total de 5.544 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos (participação de 100%) em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - portfólio (participação 100%)					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	797	370	1	1.495
Em construção	-	282	-	-	282
Em desenvolvimento	626	3.141	-	-	3.767
TOTAL	953	4.220	370	1	5.544

Parques Eólicos Complexo Macacos I - Em Operação

Os Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), localizados no estado do Rio Grande do Norte, foi considerado apto a operar pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a partir de 1º de maio de 2014. 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\$ 161,50/MWh – dezembro de 2013).

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V) e 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 entrará em operação, conforme previsto, a partir de 2T16. A potência instalada é de 231 MW e a garantia física é de 120,9 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. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2013 (preço: R\$ 125,03/MWh – dezembro de 2013).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2013
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.740.672	4.206.422	5.419.584
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.231.367	2.007.789	1.854.716
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	52.586	55.265	47.889
Títulos e Valores Mobiliários	5.422	24.806	6.891
Tributos a Compensar	266.577	262.433	308.468
Derivativos	9.194	1.842	845
Estoques	22.918	21.625	21.254
Arrendamentos	12.154	10.757	10.305
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	34.444
Outros Créditos	1.231.654	673.383	626.566
TOTAL DO CIRCULANTE	8.572.543	7.264.323	8.330.962
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	137.375	153.854	159.171
Coligadas, Controladas e Controladora	96.598	86.655	81.151
Depósitos Judiciais	1.143.779	1.143.179	1.071.169
Tributos a Compensar	167.386	173.362	186.495
Derivativos	180.537	316.648	538.630
Créditos Fiscais Diferidos	1.221.422	1.168.706	1.264.823
Arrendamentos	38.064	37.817	35.297
Ativo Financeiro da Concessão	3.021.163	2.787.073	2.471.303
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	317.435	296.096	313.464
Investimentos	1.173.705	1.032.681	1.021.569
Imobilizado	7.731.505	7.717.419	7.553.955
Intangível	8.618.990	8.748.328	9.031.645
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23.964.613	23.778.473	23.845.326
TOTAL DO ATIVO	32.537.156	31.042.796	32.176.288

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2013
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.930.713	1.884.693	1.612.030
Encargos de Dívidas	101.147	125.829	141.644
Encargos de Debêntures	242.370	162.134	153.383
Empréstimos e Financiamentos	1.332.828	1.514.626	2.410.456
Debêntures	1.878.170	34.872	310.680
Entidade de Previdência Privada	81.952	76.810	56.951
Taxas Regulamentares	44.234	32.379	32.076
Impostos, Taxas e Contribuições	403.034	318.063	366.904
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	21.942	21.224	16.911
Obrigações Estimadas com Pessoal	97.688	67.633	95.250
Derivativos	3.426	-	-
Uso do Bem Público	3.943	3.738	3.609
Outras Contas a Pagar	717.497	663.529	880.358
TOTAL DO CIRCULANTE	6.858.948	4.905.531	6.080.253
NÃO CIRCULANTE			
Encargos de Dívidas	68.551	43.396	44.681
Encargos de Debêntures	-	32.177	-
Empréstimos e Financiamentos	8.181.284	7.546.144	7.674.241
Debêntures	6.717.739	7.562.219	7.965.889
Entidade de Previdência Privada	308.960	350.640	331.154
Impostos, Taxas e Contribuições	21.062	32.555	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.108.395	1.117.146	1.137.321
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	431.028	467.996	534.964
Derivativos	97.075	2.950	740
Uso do Bem Público	81.819	79.438	77.088
Outras Contas a Pagar	126.404	103.886	130.200
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	17.142.317	17.338.547	17.896.278
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	287.673	287.630	228.322
Reserva Legal	603.352	603.352	556.481
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	108.987	108.987	-
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	308.196	265.037	262.736
Dividendo	-	567.802	-
Resultado Abrangente Acumulado	384.793	397.668	510.607
Lucros Acumulados	313.208	-	363.049
	6.799.633	7.023.899	6.714.620
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.736.258	1.774.819	1.485.138
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.535.891	8.798.718	8.199.758
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	32.537.156	31.042.796	32.176.288

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	2T14	2T13	Varição	1S14	1S13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.712.763	3.408.713	8,92%	7.467.929	6.994.049	6,78%
Suprimento de Energia Elétrica	660.484	611.807	7,96%	1.361.439	1.293.192	5,28%
Receita com construção de infraestrutura	217.030	259.198	-16,27%	405.800	517.827	-21,63%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	579.641	491.578	17,91%	1.150.573	938.215	22,63%
	5.169.918	4.771.295	8,35%	10.385.741	9.743.283	6,59%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.276.235)	(1.172.953)	8,81%	(2.564.748)	(2.429.514)	5,57%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.893.683	3.598.342	8,21%	7.820.993	7.313.769	6,94%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.301.084)	(1.955.431)	17,68%	(4.661.044)	(3.734.588)	24,81%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(139.322)	(197.220)	-29,36%	(331.606)	(319.175)	3,89%
	(2.440.406)	(2.152.651)	13,37%	(4.992.650)	(4.053.763)	23,16%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(215.508)	(184.972)	16,51%	(412.177)	(362.952)	13,56%
Material	(28.921)	(28.788)	0,46%	(56.804)	(54.559)	4,11%
Serviços de Terceiros	(126.214)	(122.374)	3,14%	(245.569)	(244.692)	0,36%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(122.155)	(341.605)	-64,24%	(236.571)	(501.980)	-52,87%
Custos com construção de infraestrutura	(217.030)	(259.198)	-16,27%	(405.800)	(517.827)	-21,63%
Entidade de Previdência Privada	(12.038)	(20.530)	-41,37%	(24.079)	(41.060)	-41,36%
Depreciação e Amortização	(211.380)	(190.011)	11,25%	(418.335)	(376.418)	11,14%
Amortização do Intangível da Concessão	(73.805)	(74.929)	-1,50%	(145.448)	(149.421)	-2,66%
	(1.007.050)	(1.222.408)	-17,62%	(1.944.783)	(2.248.909)	-13,52%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	771.636	515.622	49,65%	1.558.938	1.570.589	-0,74%
RESULTADO DO SERVIÇO	446.227	223.284	99,85%	883.560	1.011.097	-12,61%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	248.800	120.581	106,33%	477.486	249.263	91,56%
Despesas	(472.843)	(535.617)	-11,72%	(924.435)	(807.947)	14,42%
	(224.043)	(415.036)	-46,02%	(446.949)	(558.684)	-20,00%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	39.929	27.397	45,74%	111.004	33.654	229,84%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	262.113	(164.354)	-259,48%	547.615	486.067	12,66%
Contribuição Social	(31.427)	8.923	-452,20%	(61.856)	(57.423)	7,72%
Imposto de Renda	(85.391)	21.364	-499,70%	(166.063)	(157.408)	5,50%
LUCRO LÍQUIDO	145.295	(134.067)	-208,38%	319.696	271.235	17,87%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	164.634	(120.911)	-236,16%	341.130	284.676	19,83%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(19.340)	(13.156)	47,00%	(21.434)	(13.441)	59,46%

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

12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma						
	2T14	2T13	Variação	1S14	1S13	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.607.492	3.341.469	7,96%	7.366.861	7.020.214	4,94%
Suprimento de Energia Elétrica	709.664	604.049	17,48%	1.485.399	1.264.543	17,47%
Receita com construção de infraestrutura	217.030	259.198	-16,27%	405.800	517.827	-21,63%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	577.394	491.326	17,52%	1.148.238	938.254	22,38%
	5.111.580	4.696.043	8,85%	10.406.298	9.740.838	6,83%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.253.787)	(1.153.724)	8,67%	(2.532.556)	(2.408.391)	5,16%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.857.794	3.542.319	8,91%	7.873.742	7.332.447	7,38%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.967.144)	(1.672.246)	17,63%	(3.920.650)	(3.404.538)	15,16%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(141.493)	(201.331)	-29,72%	(341.270)	(469.183)	-27,26%
	(2.108.637)	(1.873.577)	12,55%	(4.261.921)	(3.873.721)	10,02%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(210.694)	(180.078)	17,00%	(403.045)	(355.205)	13,47%
Material	(166.049)	(93.368)	77,84%	(301.575)	(137.840)	118,79%
Serviços de Terceiros	(121.331)	(123.408)	-1,68%	(238.186)	(242.152)	-1,64%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(119.352)	(107.381)	11,15%	(249.900)	(199.337)	25,37%
Custos com construção de infraestrutura	(217.030)	(259.198)	-16,27%	(405.800)	(517.827)	-21,63%
Entidade de Previdência Privada	(12.038)	(20.530)	-41,37%	(24.079)	(41.060)	-41,36%
Depreciação e Amortização	(209.635)	(196.009)	6,95%	(415.892)	(388.104)	7,16%
Amortização do Intangível da Concessão	(59.812)	(62.925)	-4,95%	(118.355)	(125.574)	-5,75%
	(1.115.940)	(1.042.896)	7,00%	(2.156.832)	(2.007.099)	7,46%
EBITDA Gerencial²	902.665	884.779	2,02%	1.988.285	1.965.305	1,17%
RESULTADO DO SERVIÇO	633.218	625.845	1,18%	1.454.990	1.451.627	0,23%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	266.576	116.262	129,29%	499.690	254.314	96,49%
Despesas	(474.716)	(350.619)	35,39%	(906.494)	(639.490)	41,75%
	(208.140)	(234.357)	-11,19%	(406.803)	(385.176)	5,61%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	-		(953)	-	
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	425.079	391.488	8,58%	1.047.234	1.066.451	-1,80%
Contribuição Social	(45.647)	(39.948)	14,27%	(106.277)	(106.087)	0,18%
Imposto de Renda	(124.766)	(114.579)	8,89%	(290.757)	(294.047)	-1,12%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial³	254.664	236.961	7,47%	650.197	666.317	-2,42%

Notas:

- (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".
- (2) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T14	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.242.756	5.419.583
Lucro Líquido Antes dos Tributos	262.112	1.580.749
Depreciação e Amortização	285.185	1.093.175
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	375.420	1.353.849
Contas a Receber - Aporte CDE	617.308	(544.966)
Fornecedores	(509.407)	318.679
Contas a Pagar - Aporte CDE	13.336	(228.282)
Encargos de Dívidas Pagos	(336.733)	(1.264.225)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(143.722)	(556.056)
Outros	(27.597)	(454.522)
	273.790	(282.348)
Total de Atividades Operacionais	535.902	1.298.401
Atividades de Investimentos		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	(634)	(68.464)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(280.091)	(1.225.085)
Outros	(20.575)	26.364
Total de Atividades de Investimentos	(301.300)	(1.267.185)
Atividades de Financiamento		
Oferta Pública de Ações de Controlada	-	328.500
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.186.642	4.494.728
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(353.703)	(4.588.428)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(569.980)	(945.833)
Outros	355	906
Total de Atividades de Financiamento	263.314	(710.127)
Geração de Caixa	497.916	(678.911)
Saldo Final do Caixa - 30/06/2014	4.740.672	4.740.672

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



Geração Convencional (IFRS)						
	2T14	2T13	Var %	1S14	1S13	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	302.944	245.748	23,3%	584.746	475.325	23,0%
Outras Receitas Operacionais	1.211	1.090	11,1%	2.431	4.621	-47,4%
	304.155	246.838	23,2%	587.177	479.946	22,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(21.875)	(14.226)	53,8%	(36.503)	(27.636)	32,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	282.280	232.612	21,4%	550.674	452.310	21,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(104.174)	(32.482)	220,7%	(122.003)	(71.174)	71,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(4.390)	(7.384)	-40,5%	(8.720)	(11.292)	-22,8%
	(108.564)	(39.865)	172,3%	(130.724)	(82.466)	58,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.529)	(7.862)	8,5%	(15.872)	(15.051)	5,5%
Material	(274)	(626)	-56,2%	(471)	(961)	-51,0%
Serviços de Terceiros	(3.783)	(4.018)	-5,8%	(7.517)	(7.252)	3,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10.732)	(8.385)	28,0%	(20.230)	(16.301)	24,1%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(217)	-91,3%	(38)	(435)	-91,2%
Depreciação e Amortização	(27.362)	(28.381)	-3,6%	(54.709)	(57.257)	-4,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.146)	(4.208)	-1,5%	(8.294)	(8.417)	-1,5%
	(54.845)	(53.698)	2,1%	(107.130)	(105.673)	1,4%
EBITDA	190.291	199.036	-4,4%	486.810	363.498	33,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	118.870	139.049	-14,5%	312.820	264.170	18,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	29.205	6.150	374,8%	42.420	12.299	244,9%
Despesas	(119.605)	(73.470)	62,8%	(225.833)	(142.885)	58,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(90.400)	(67.319)	34,3%	(183.413)	(130.586)	40,5%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	40.208	27.397	46,8%	111.578	33.654	231,5%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(296)	-	0,0%	(591)	-	0,0%
	39.912	27.397	45,7%	110.988	33.654	229,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	68.383	99.127	-31,0%	240.394	167.238	43,7%
Contribuição Social	(2.796)	(3.834)	-27,1%	(11.243)	(9.471)	18,7%
Imposto de Renda	(7.923)	(10.504)	-24,6%	(31.273)	(26.260)	19,1%
LUCRO LÍQUIDO	57.664	84.789	-32,0%	197.878	131.507	50,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>49.944</i>	<i>78.910</i>	<i>-36,7%</i>	<i>169.938</i>	<i>120.298</i>	<i>41,3%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>7.720</i>	<i>5.879</i>	<i>31,3%</i>	<i>27.940</i>	<i>11.209</i>	<i>149,3%</i>

12.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	2T14	2T13	Var %	1S14	1S13	Var %
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	634.013	464.365	36,5%	1.268.756	896.339	41,5%
Outras Receitas Operacionais	763	817	-6,6%	1.447	3.209	-54,9%
	634.776	465.182	36,5%	1.270.203	899.548	41,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(51.444)	(33.653)	52,9%	(95.000)	(64.975)	46,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	583.332	431.529	35,2%	1.175.203	834.573	40,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(87.280)	(27.483)	217,6%	(123.658)	(65.765)	88,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18.320)	(16.596)	10,4%	(36.275)	(33.602)	8,0%
	(105.600)	(44.079)	139,6%	(159.933)	(99.367)	61,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(10.585)	(9.877)	7,2%	(20.114)	(19.039)	5,6%
Material	(138.010)	(65.401)	111,0%	(246.465)	(85.767)	187,4%
Serviços de Terceiros	(8.758)	(10.285)	-14,8%	(17.682)	(17.554)	0,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(19.614)	(13.438)	46,0%	(35.980)	(29.241)	23,0%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(217)	-91,3%	(38)	(435)	-91,2%
Depreciação e Amortização	(54.794)	(54.800)	0,0%	(109.443)	(108.849)	0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.441)	(4.208)	5,5%	(8.885)	(8.417)	5,6%
	(236.221)	(158.227)	49,3%	(438.607)	(269.300)	62,9%
EBITDA	300.747	288.232	4,3%	694.038	583.172	19,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	241.511	229.223	5,4%	576.662	465.906	23,8%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	35.232	3.995	781,8%	52.187	15.650	233,5%
Despesas	(160.773)	(105.942)	51,8%	(306.055)	(214.557)	42,6%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(125.541)	(101.946)	23,1%	(253.868)	(198.906)	27,6%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	-		(953)	-	
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-		-	-	
	-	-		(953)	-	0,0%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	115.971	127.277	-8,9%	321.841	267.000	20,5%
Contribuição Social	(10.787)	(8.900)	21,2%	(28.823)	(21.623)	33,3%
Imposto de Renda	(29.914)	(24.570)	21,8%	(79.559)	(59.792)	33,1%
LUCRO LÍQUIDO	75.269	93.807	-19,8%	213.459	185.585	15,0%

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes.

12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS (participação 100 %)						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica						
Suprimento de Energia Elétrica	262.627	198.274	32,5%	570.853	442.897	28,9%
Outras Receitas Operacionais	219	846	-74,1%	461	846	-45,5%
	262.846	199.120	32,0%	571.315	443.744	28,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(17.697)	(12.414)	42,6%	(37.258)	(28.051)	32,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	245.150	186.706	31,3%	534.057	415.692	28,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(64.484)	(30.827)	109,2%	(179.635)	(63.804)	181,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(13.638)	(14.468)	-5,7%	(25.485)	(24.700)	3,2%
	(78.122)	(45.295)	72,5%	(205.120)	(88.504)	131,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(16.688)	(21.565)	-22,6%	(32.491)	(34.612)	-6,1%
Material	(1.610)	(3.046)	-47,2%	(3.109)	(4.990)	-37,7%
Serviços de Terceiros	(24.297)	(12.419)	95,6%	(43.195)	(34.134)	26,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.326)	(5.698)	28,6%	(13.762)	(14.455)	-4,8%
Depreciação e Amortização	(70.877)	(55.194)	28,4%	(138.903)	(107.853)	28,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(34.708)	(32.444)	7,0%	(67.253)	(64.451)	4,3%
	(155.506)	(130.368)	19,3%	(298.713)	(260.497)	14,7%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	117.107	98.682	18,7%	236.380	238.996	-1,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	11.521	11.044	4,3%	30.224	66.692	-54,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	28.522	9.160	211,4%	48.013	18.717	156,5%
Despesas	(107.592)	(72.493)	48,4%	(195.289)	(147.723)	32,2%
	(79.069)	(63.333)	24,8%	(147.275)	(129.006)	14,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(67.548)	(52.289)	29,2%	(117.051)	(62.314)	87,8%
Contribuição Social	392	32	1126,1%	(2.021)	(2.393)	-15,5%
Imposto de Renda	1.287	616	108,9%	(1.122)	(2.091)	-46,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(65.869)	(51.642)	27,5%	(120.194)	(66.798)	79,9%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(65.949)	(51.618)	27,8%	(120.256)	(66.764)	80,1%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	81	(24)		62	(34)	

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.

12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial (participação proporcional)						
	2T14	2T13	Variação	1S14	1S13	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	154.517	124.912	23,7%	335.878	279.025	20,4%
Outras Receitas Operacionais	129	533	-75,8%	271	533	-49,1%
	154.646	125.445	23,3%	336.150	279.558	20,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(10.412)	(7.821)	33,1%	(21.922)	(17.672)	24,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	144.234	117.625	22,6%	314.228	261.886	20,0%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(17.760)	(8.421)	110,9%	(43.099)	(8.785)	390,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(8.024)	(5.704)	40,7%	(14.995)	(12.150)	23,4%
	(25.784)	(14.125)	82,5%	(58.094)	(20.935)	177,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(9.818)	(13.586)	-27,7%	(19.117)	(21.806)	-12,3%
Material	(947)	(1.919)	-50,7%	(1.829)	(3.144)	-41,8%
Serviços de Terceiros	(14.295)	(7.824)	82,7%	(25.415)	(21.505)	18,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(4.310)	(3.590)	20,1%	(8.097)	(9.120)	-11,2%
Depreciação e Amortização	(41.699)	(34.772)	19,9%	(81.725)	(67.947)	20,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(20.420)	(20.440)	-0,1%	(39.569)	(40.604)	-2,5%
	(91.490)	(82.132)	11,4%	(175.752)	(164.126)	7,1%
EBITDA Gerencial ⁽¹⁾	89.079	76.581	16,3%	201.676	185.378	8,8%
RESULTADO DO SERVIÇO	26.960	21.368	26,2%	80.382	76.825	4,6%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	16.781	5.771	190,8%	28.250	11.792	139,6%
Despesas	(63.302)	(45.671)	38,6%	(114.903)	(93.065)	23,5%
	(46.520)	(39.900)	16,6%	(86.653)	(81.274)	6,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(19.561)	(18.532)	5,6%	(6.271)	(4.447)	41,0%
Contribuição Social	231	20	1045,1%	(1.189)	(1.508)	-21,1%
Imposto de Renda	755	388	94,5%	(663)	(1.317)	-49,7%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial⁽¹⁾	(18.575)	(18.124)	2,5%	(8.123)	(7.272)	11,7%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(38.801)	(32.511)	19,3%	(70.754)	(42.061)	68,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	47	(24)		37	(34)	

Nota: 1) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	2T14	2T13	Variação	1S14	1S13	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	3.485.187	3.181.726	9,54%	7.011.896	6.543.639	7,16%
Suprimento de Energia Elétrica	59.036	46.890	25,91%	100.808	88.130	14,39%
Receita com construção de infraestrutura	210.299	259.198	-18,87%	394.869	517.827	-23,74%
Outras Receitas Operacionais	553.228	467.935	18,23%	1.092.856	895.377	22,06%
	4.307.750	3.955.748	8,90%	8.600.429	8.044.972	6,90%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.192.305)	(1.094.623)	8,92%	(2.393.474)	(2.267.908)	5,54%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.115.445	2.861.126	8,89%	6.206.955	5.777.064	7,44%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.971.746)	(1.595.517)	23,58%	(4.017.082)	(2.992.069)	34,26%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(125.866)	(174.319)	-27,80%	(302.758)	(283.741)	6,70%
	(2.097.612)	(1.769.836)	18,52%	(4.319.840)	(3.275.810)	31,87%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(153.308)	(125.946)	21,73%	(295.012)	(256.529)	15,00%
Material	(21.618)	(21.738)	-0,55%	(41.832)	(42.147)	-0,75%
Serviços de Terceiros	(116.321)	(108.580)	7,13%	(225.740)	(210.812)	7,08%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(104.895)	(327.006)	-67,92%	(206.170)	(471.266)	-56,25%
Custos com construção de infraestrutura	(210.299)	(259.198)	-18,87%	(394.869)	(517.827)	-23,74%
Entidade de Previdência Privada	(12.019)	(20.313)	-40,83%	(24.041)	(40.626)	-40,82%
Depreciação e Amortização	(109.962)	(104.699)	5,03%	(218.484)	(208.005)	5,04%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.096)	(5.486)	-7,12%	(10.191)	(10.973)	-7,12%
	(733.517)	(972.965)	-24,61%	(1.416.338)	(1.758.184)	-19,44%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	399.374	228.510	74,77%	699.452	962.048	-27,30%
RESULTADO DO SERVIÇO	284.316	118.325	140,28%	470.777	743.070	-36,64%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	154.858	96.288	60,83%	315.465	194.198	62,44%
Despesas	(209.575)	(375.756)	-44,23%	(427.172)	(492.040)	-13,18%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(54.717)	(279.466)	-80,42%	(111.707)	(297.841)	-62,49%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	229.600	(161.141)	-242,48%	359.070	445.229	-19,35%
Contribuição Social	(23.656)	16.098	-246,95%	(37.800)	(39.466)	-4,22%
Imposto de Renda	(62.839)	44.246	-242,02%	(101.117)	(108.630)	-6,92%
Lucro Líquido (IFRS)	143.105	(100.797)	-241,97%	220.153	297.133	-25,91%

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.

12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	2T14	2T13	Varição	1S14	1S13	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	3.379.916	3.114.483	8,52%	6.910.828	6.569.803	5,19%
Suprimento de Energia Elétrica	59.036	46.890	25,91%	100.808	88.130	14,39%
Receita com construção de infraestrutura	210.299	259.198	-18,87%	394.869	517.827	-23,74%
Outras Receitas Operacionais	553.228	467.935	18,23%	1.092.856	895.377	22,06%
	4.202.480	3.888.505	8,07%	8.499.361	8.071.137	5,31%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(1.166.340)	(1.065.348)	9,48%	(2.350.071)	(2.258.915)	4,04%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.036.139	2.823.157	7,54%	6.149.290	5.812.222	5,80%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.849.265)	(1.492.065)	23,94%	(3.704.218)	(2.985.571)	24,07%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(119.303)	(177.412)	-32,75%	(294.623)	(410.634)	-28,25%
	(1.968.568)	(1.669.477)	17,92%	(3.998.840)	(3.396.205)	17,74%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(153.308)	(125.946)	21,73%	(295.012)	(256.529)	15,00%
Material	(21.618)	(21.738)	-0,55%	(41.832)	(42.147)	-0,75%
Serviços de Terceiros	(116.321)	(108.580)	7,13%	(225.740)	(210.812)	7,08%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(104.653)	(88.289)	18,54%	(187.424)	(158.216)	18,46%
Custos com construção de infraestrutura	(210.299)	(259.198)	-18,87%	(394.869)	(517.827)	-23,74%
Entidade de Previdência Privada	(12.019)	(20.313)	-40,83%	(24.041)	(40.626)	-40,82%
Depreciação e Amortização	(109.962)	(104.699)	5,03%	(218.484)	(208.005)	5,04%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.096)	(5.486)	-7,12%	(10.191)	(10.973)	-7,12%
	(733.275)	(734.248)	-0,13%	(1.397.593)	(1.445.134)	-3,29%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	449.353	529.617	-15,16%	981.532	1.189.860	-17,51%
RESULTADO DO SERVIÇO	334.295	419.432	-20,30%	752.857	970.883	-22,46%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	181.858	98.914	83,86%	353.563	207.600	70,31%
Despesas	(218.081)	(186.509)	16,93%	(415.294)	(311.345)	33,39%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(36.223)	(87.595)	-58,65%	(61.731)	(103.745)	-40,50%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	298.072	331.837	-10,18%	691.126	867.138	-20,30%
Contribuição Social	(29.818)	(27.611)	7,99%	(67.685)	(76.779)	-11,84%
Imposto de Renda	(79.957)	(77.169)	3,61%	(184.131)	(212.278)	-13,26%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	188.297	227.057	-17,07%	439.310	578.081	-24,01%

Notas:

- (4) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes;
- (5) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes.

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

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

CPFL PAULISTA						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	2.370.726	2.049.978	15,6%	4.634.600	4.140.666	11,9%
Receita Operacional Líquida	1.713.237	1.494.998	14,6%	3.337.345	2.992.365	11,5%
Custo com Energia Elétrica	(1.158.112)	(934.988)	23,9%	(2.378.430)	(1.571.393)	51,4%
Custos e Despesas Operacionais	(375.787)	(437.131)	-14,0%	(710.633)	(825.470)	-13,9%
Resultado do Serviço	179.339	122.879	45,9%	248.282	595.502	-58,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	231.789	173.402	33,7%	352.688	695.945	-49,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	195.262	163.139	19,7%	429.866	493.699	-12,9%
Resultado Financeiro	(23.978)	(113.171)	-78,8%	(51.299)	(121.401)	-57,7%
Lucro antes da Tributação	155.361	9.708	1500,3%	196.984	474.102	-58,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	97.656	6.754	1345,9%	120.677	313.602	-61,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	75.833	289	26128,7%	173.837	184.490	-5,8%

CPFL PIRATININGA						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	920.645	863.230	6,7%	1.924.416	1.784.566	7,8%
Receita Operacional Líquida	647.861	582.644	11,2%	1.358.939	1.217.537	11,6%
Custo com Energia Elétrica	(457.299)	(416.598)	9,8%	(975.946)	(875.789)	11,4%
Custos e Despesas Operacionais	(149.584)	(242.854)	-38,4%	(295.680)	(391.229)	-24,4%
Resultado do Serviço	40.979	(76.807)	-153,4%	87.314	(49.482)	-276,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	63.528	(54.906)	-215,7%	132.383	(6.197)	-2236,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	110.273	(7.429)	-1584,4%	227.884	90.701	151,2%
Resultado Financeiro	(18.173)	(67.287)	-73,0%	(31.754)	(69.711)	-54,4%
Lucro antes da Tributação	22.806	(144.095)	-115,8%	55.560	(119.193)	-146,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	12.865	(99.463)	-112,9%	32.486	(85.179)	-138,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	50.596	(64.143)	-178,9%	105.197	(17.981)	-685,0%

RGE						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	769.030	840.549	-8,5%	1.563.304	1.697.808	-7,9%
Receita Operacional Líquida	566.045	632.047	-10,4%	1.150.728	1.253.986	-8,2%
Custo com Energia Elétrica	(395.511)	(334.940)	18,1%	(776.691)	(658.865)	17,9%
Custos e Despesas Operacionais	(150.937)	(226.538)	-33,4%	(304.563)	(427.938)	-28,8%
Resultado do Serviço	19.598	70.569	-72,2%	69.474	167.182	-58,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	51.984	101.289	-48,7%	133.370	228.333	-41,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	91.385	93.322	-2,1%	188.202	222.057	-15,2%
Resultado Financeiro	(9.127)	(56.135)	-83,7%	(27.115)	(65.647)	-58,7%
Lucro antes da Tributação	10.471	14.434	-27,5%	42.359	101.536	-58,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.724	19.537	-70,7%	25.587	77.266	-66,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	34.704	11.458	202,9%	65.401	69.689	-6,2%

CPFL SANTA CRUZ						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	122.305	83.628	46,2%	233.874	178.827	30,8%
Receita Operacional Líquida	92.917	62.889	47,7%	177.373	133.082	33,3%
Custo com Energia Elétrica	(47.508)	(38.088)	24,7%	(100.135)	(82.076)	22,0%
Custos e Despesas Operacionais	(25.784)	(31.563)	-18,3%	(49.018)	(52.705)	-7,0%
Resultado do Serviço	19.625	(6.763)	-390,2%	28.219	(1.699)	-1760,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	23.080	(3.551)	-750,0%	35.083	4.679	649,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	18.400	(4.065)	-552,7%	30.719	8.497	261,5%
Resultado Financeiro	(2.280)	(11.968)	-81,0%	(1.668)	(11.189)	-85,1%
Lucro antes da Tributação	17.346	(18.731)	-192,6%	26.551	(12.888)	-306,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	11.145	(12.665)	-188,0%	16.846	(9.090)	-285,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	8.321	(12.847)	-164,8%	14.372	(7.311)	-296,6%

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) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	29.397	28.971	1,5%	57.093	58.092	-1,7%
Receita Operacional Líquida	22.871	22.346	2,3%	43.878	44.421	-1,2%
Custo com Energia Elétrica	(8.327)	(11.345)	-26,6%	(19.317)	(20.937)	-7,7%
Custos e Despesas Operacionais	(7.480)	(10.884)	-31,3%	(15.191)	(18.357)	-17,2%
Resultado do Serviço	7.064	116	5995,6%	9.369	5.126	82,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	8.428	1.385	508,4%	12.092	7.772	55,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	6.111	1.046	484,2%	10.423	5.915	76,2%
Resultado Financeiro	(203)	(11.365)	-98,2%	520	(11.662)	-104,5%
Lucro antes da Tributação	6.861	(11.249)	-161,0%	9.890	(6.536)	-251,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	4.550	(7.542)	-160,3%	6.422	(4.558)	-240,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.977	(7.761)	-138,4%	5.228	(5.973)	-187,5%

CPFL SUL PAULISTA						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	38.790	36.218	7,1%	75.624	76.375	-1,0%
Receita Operacional Líquida	30.103	27.352	10,1%	57.028	57.268	-0,4%
Custo com Energia Elétrica	(12.093)	(14.088)	-14,2%	(26.990)	(28.184)	-4,2%
Custos e Despesas Operacionais	(9.584)	(10.427)	-8,1%	(16.758)	(19.342)	-13,4%
Resultado do Serviço	8.425	2.837	197,0%	13.280	9.741	36,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	9.748	3.963	146,0%	15.927	12.048	32,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	7.265	3.843	89,0%	13.825	7.987	73,1%
Resultado Financeiro	(218)	(10.289)	-97,9%	433	(9.757)	-104,4%
Lucro antes da Tributação	8.207	(7.452)	-210,1%	13.713	(16)	-87679,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.485	(4.995)	-209,8%	9.031	(157)	-5855,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.804	(5.066)	-175,1%	7.625	(2.918)	-361,3%

CPFL JAGUARI						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	37.041	31.869	16,2%	72.108	66.763	8,0%
Receita Operacional Líquida	27.196	23.016	18,2%	52.316	47.892	9,2%
Custo com Energia Elétrica	(15.124)	(15.397)	-1,8%	(33.509)	(30.618)	9,4%
Custos e Despesas Operacionais	(8.144)	(7.199)	13,1%	(13.477)	(11.919)	13,1%
Resultado do Serviço	3.927	420	836,1%	5.331	5.355	-0,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	4.697	1.153	307,4%	6.875	6.819	0,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.190	1.523	175,2%	7.979	4.020	98,5%
Resultado Financeiro	(1.007)	(6.491)	-84,5%	(1.872)	(6.119)	-69,4%
Lucro antes da Tributação	2.920	(6.071)	-148,1%	3.458	(764)	-552,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.865	(4.109)	-145,4%	2.089	(772)	-370,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.455	(3.844)	-137,8%	2.727	(2.539)	-207,4%

CPFL MOCOCA						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Receita Operacional Bruta	23.095	24.241	-4,7%	45.701	47.959	-4,7%
Receita Operacional Líquida	18.218	18.548	-1,8%	35.116	36.094	-2,7%
Custo com Energia Elétrica	(6.329)	(6.789)	-6,8%	(13.957)	(13.120)	6,4%
Custos e Despesas Operacionais	(6.530)	(6.684)	-2,3%	(11.651)	(11.630)	0,2%
Resultado do Serviço	5.359	5.075	5,6%	9.509	11.344	-16,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.120	5.774	6,0%	11.035	12.649	-12,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.772	2.934	62,6%	9.808	8.431	16,3%
Resultado Financeiro	269	(2.760)	-109,7%	1.047	(2.356)	-144,4%
Lucro antes da Tributação	5.629	2.315	143,2%	10.555	8.989	17,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.816	1.687	126,2%	7.015	6.021	16,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.888	(200)	-1546,0%	6.148	3.109	97,7%

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) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	2.173	2.090	3,9%	4.651	4.304	8,1%
Industrial	2.963	3.052	-2,9%	5.858	5.981	-2,0%
Comercial	1.371	1.315	4,3%	2.927	2.725	7,4%
Outros	1.044	994	5,0%	2.118	1.975	7,2%
Total	7.550	7.451	1,3%	15.555	14.985	3,8%

CPFL Piratininga						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	956	935	2,2%	2.087	1.926	8,3%
Industrial	2.050	2.172	-5,6%	4.061	4.218	-3,7%
Comercial	574	541	6,2%	1.235	1.128	9,5%
Outros	275	278	-0,9%	563	549	2,6%
Total	3.856	3.926	-1,8%	7.946	7.821	1,6%

RGE						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	587	543	8,0%	1.239	1.090	13,6%
Industrial	930	962	-3,3%	1.816	1.830	-0,8%
Comercial	350	333	5,2%	750	683	9,8%
Outros	660	609	8,3%	1.387	1.247	11,3%
Total	2.527	2.447	3,3%	5.191	4.850	7,0%

CPFL Santa Cruz						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	85	82	3,8%	180	166	8,3%
Industrial	57	56	1,4%	114	110	3,1%
Comercial	40	39	1,8%	88	83	5,5%
Outros	85	84	1,2%	191	166	14,9%
Total	267	261	2,2%	573	527	8,9%

CPFL Jaguarí						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	21	21	2,3%	45	42	7,2%
Industrial	100	99	1,6%	198	197	0,1%
Comercial	12	13	-7,0%	26	25	2,5%
Outros	9	10	-4,1%	19	19	0,2%
Total	143	142	0,5%	287	283	1,4%

CPFL Mococa						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	18	17	2,3%	37	35	5,2%
Industrial	17	16	3,1%	33	33	2,7%
Comercial	8	7	3,4%	17	16	5,9%
Outros	15	14	6,1%	30	27	13,1%
Total	58	56	3,7%	117	110	6,5%

CPFL Leste Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	24	23	3,6%	50	47	6,9%
Industrial	17	21	-17,9%	36	42	-13,3%
Comercial	11	11	2,1%	24	22	6,7%
Outros	29	25	15,5%	57	46	24,4%
Total	81	80	1,6%	167	156	6,6%

CPFL Sul Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	35	34	3,2%	73	68	6,5%
Industrial	69	50	38,1%	143	98	46,2%
Comercial	13	17	-19,5%	30	33	-10,9%
Outros	23	22	0,8%	47	45	5,6%
Total	140	123	13,8%	293	244	19,9%

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

CPFL Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	2.173	2.090	3,9%	4.651	4.304	8,1%
Industrial	1.018	1.065	-4,5%	2.039	2.128	-4,2%
Comercial	1.262	1.226	2,9%	2.704	2.551	6,0%
Outros	1.009	962	4,9%	2.048	1.911	7,2%
Total	5.462	5.344	2,2%	11.443	10.894	5,0%

CPFL Piratininga						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	956	935	2,2%	2.087	1.926	8,3%
Industrial	553	576	-4,1%	1.112	1.150	-3,3%
Comercial	515	485	6,3%	1.110	1.016	9,2%
Outros	263	266	-1,1%	539	528	2,0%
Total	2.287	2.263	1,1%	4.847	4.620	4,9%

RGE						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	587	543	8,0%	1.239	1.090	13,6%
Industrial	416	444	-6,1%	826	859	-3,8%
Comercial	328	315	4,3%	707	649	8,9%
Outros	660	609	8,3%	1.387	1.247	11,3%
Total	1.991	1.911	4,2%	4.159	3.845	8,2%

CPFL Santa Cruz						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	85	82	3,8%	180	166	8,3%
Industrial	45	45	1,0%	91	88	2,8%
Comercial	40	39	1,6%	88	83	5,3%
Outros	85	84	1,2%	191	166	14,9%
Total	255	250	2,1%	550	504	9,0%

CPFL Jaguarí						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	21	21	2,3%	45	42	7,2%
Industrial	79	75	4,7%	158	147	7,5%
Comercial	12	13	-7,0%	26	25	2,5%
Outros	9	10	-4,1%	19	19	0,2%
Total	121	119	2,3%	248	233	6,3%

CPFL Mococa						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	18	17	2,3%	37	35	5,2%
Industrial	10	11	-3,5%	20	20	-1,8%
Comercial	8	7	3,4%	17	16	5,9%
Outros	15	14	6,1%	30	27	13,1%
Total	51	50	2,4%	104	98	6,1%

CPFL Leste Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	24	23	3,6%	50	47	6,9%
Industrial	6	7	-6,3%	13	14	-6,0%
Comercial	11	11	2,1%	24	22	6,7%
Outros	29	25	15,5%	57	46	24,4%
Total	71	66	6,9%	144	129	11,7%

CPFL Sul Paulista						
	2T14	2T13	Var.	1S14	1S13	Var.
Residencial	35	34	3,2%	73	68	6,5%
Industrial	20	20	-1,7%	41	41	-0,8%
Comercial	13	13	1,4%	30	29	2,9%
Outros	23	22	0,8%	47	45	5,6%
Total	91	90	1,2%	190	183	4,0%