

**São Paulo, 12 de novembro de 2015** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T15**. 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 3T14, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA AUMENTO DE 25,7% NO EBITDA NO 3T15

Indicadores (R\$ Milhões)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.749	14.516	-5,3%	43.054	44.644	-3,6%
Mercado Cativo	9.877	10.401	-5,0%	31.108	32.085	-3,0%
TUSD	3.872	4.115	-5,9%	11.946	12.560	-4,9%
Receita Operacional Bruta <sup>(1)</sup>	8.393	5.381	56,0%	24.566	15.361	59,9%
Receita Operacional Líquida <sup>(1)</sup>	4.715	4.012	17,5%	14.652	11.427	28,2%
EBITDA (IFRS) <sup>(2)</sup>	1.080	860	25,7%	2.745	2.419	13,5%
EBITDA Gerencial <sup>(3)</sup>	1.074	999	7,6%	3.104	2.987	3,9%
Lucro Líquido (IFRS)	280	97	188,5%	513	417	23,0%
Lucro Líquido Gerencial <sup>(4)</sup>	305	228	33,8%	877	878	-0,2%
Investimentos	219	234	-6,6%	931	754	23,6%

**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 financeiros setoriais (antigos 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 financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes.

### DESTAQUES 3T15

- Redução de **5,3%** nas vendas na **área de concessão - residencial (-5,1%), comercial (-2,9%) e industrial (-7,4%)**
- **Investimentos de R\$ 219 milhões** no 3T15, totalizando **R\$ 931 milhões** no 9M15
- Conclusão da revisão tarifária da **CPFL Piratininga** em out/15: (i) aumento de **5,31%** da parcela B (em relação à RTE), de R\$ 717 milhões para R\$ 755 milhões; e (ii) repasse de **R\$ 475 milhões** de CVA acumulada e demais componentes financeiros
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index (DJSI Emerging Markets)**, pelo 4º ano consecutivo
- Manutenção da **CPFL Energia** no **MSCI Global Sustainability Index Series**, que contempla companhias com os mais elevados padrões de sustentabilidade em seus setores de atuação, pelo 2º ano consecutivo
- **CPFL** entre as 150 melhores empresas para se trabalhar pelo **Guia Exame Você S.A. 2015**, pelo 14º ano consecutivo
- **CPFL** entre as 20 empresas mais inovadoras do Brasil no **Prêmio Best Innovator 2015**
- **CPFL Energia** foi selecionada como a melhor prática de gestão de riscos hídricos na **edição 2015** do **CDP** na América Latina

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

- Sexta-feira, 13 de novembro de 2015 – 11h00 (Brasília), 08h00 (ET)
- ☎ 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.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpf.com.br](mailto:ri@cpf.com.br)  
[www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)

## ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE .....	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO .....	6
3) VENDAS DE ENERGIA.....	7
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	7
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	9
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	9
3.1.3) TUSD.....	9
3.2) Demanda contratada em %.....	10
3.3) Capacidade instalada da Geração .....	10
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	11
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	12
4.2) Apresentação dos números gerenciais .....	13
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	13
5.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	13
5.2) Receita Operacional .....	14
5.3) Custo com Energia Elétrica .....	14
5.4) Custos e Despesas Operacionais .....	15
5.5) EBITDA.....	17
5.6) Resultado Financeiro.....	18
5.7) Lucro Líquido.....	19
6) ENDIVIDAMENTO.....	19
6.1) Dívida em IFRS .....	19
6.2) Dívida no critério Pro Forma .....	20
6.2.1) Movimentação da dívida no critério Pro Forma (R\$ Bilhões) .....	20
6.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério Pro Forma .....	21
6.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério Pro Forma .....	22
6.3) Dívida Líquida no critério <i>covenant</i> e Alavancagem .....	22
6.4) Ratings .....	23
7) INVESTIMENTOS .....	23
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	25
8.1) Desempenho das Ações .....	25
8.2) Volume Médio Diário .....	26
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	26
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2015.....	27
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	28
11.1) Segmento de Distribuição .....	28
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	28
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais .....	28
11.1.1.2) Receita Operacional .....	28
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica .....	29
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais .....	30
11.1.1.5) EBITDA.....	32
11.1.1.6) Resultado Financeiro .....	33
11.1.1.7) Lucro Líquido.....	34
11.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	34

11.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015 .....	35
11.1.4) Revisão Tarifária Periódica .....	36
11.1.4.1) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CPFL Piratininga .....	36
11.1.5) Indicadores Operacionais.....	37
11.1.5.1) DEC e FEC.....	37
11.1.5.2) Perdas .....	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.....	42
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	42
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100% .....	45
12) ANEXOS.....	47
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	47
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	48
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	49
12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial) .....	50
12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	51
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS) .....	52
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	53
12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS) .....	54
12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial) .....	55
12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS) .....	56
12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	57
12.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	58
12.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	60
12.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	61

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O resultado do 3T15 apresentou significativa melhora tanto quando comparado ao mesmo trimestre de 2014 quanto quando comparado ao trimestre imediatamente anterior. Tal melhora é fruto principalmente do menor GSF incidente no trimestre (aliado a um menor PLD), da menor incidência de eventos não recorrentes e das muitas iniciativas de controle de perdas e inadimplência que a Companhia tem tomado. O grupo CPFL não tem poupado esforços para melhor direcionar sua atuação e seu plano estratégico em um momento turbulento da economia local.

Com a redução do efeito negativo do GSF, a associação de nossa subsidiária CPFL Renováveis com a DESA, ocorrida em outubro de 2014, e a antecipação do parque eólico Morro dos Ventos II, os negócios de Geração convencional e renovável do Grupo contribuíram com EBITDA gerencial de R\$ 324 milhões e R\$ 159 milhões, respectivamente, uma melhora significativa quando comparamos com os resultados do 3T14. O segmento de Comercialização e Serviços alcançou EBITDA de R\$ 38 milhões no trimestre.

Já o consumo da área de concessão das oito distribuidoras do grupo CPFL registrou uma redução de 5,3%, com decréscimo de 5,1% no consumo da classe residencial, 2,9% na classe comercial e 7,4% na classe industrial. Tal desempenho pode ser explicado pela redução da massa de renda real, aumento da taxa de desemprego, menor volume de vendas do comércio varejista e queda na produção industrial, fatores esses inerentes a um cenário de crescimento negativo do PIB esperado para o ano de 2015. A fim de inibir o aumento da inadimplência, a Companhia fortaleceu suas ações de cobrança a partir deste trimestre, incrementando em 56% suas ações de corte, cobrança, negativas entre outras e tais ações tem se mostrado eficazes.

No âmbito regulatório, a CPFL Piratininga foi a primeira distribuidora do grupo a passar pelo 4º ciclo de revisão tarifária. Avanços na metodologia, como a inclusão de Remuneração sobre Obrigações Especiais e o incremento do WACC regulatório para 8,09% passam agora a refletir na remuneração desta empresa. Esse WACC (antes de impostos) será aplicado sobre uma Base de Remuneração Regulatória Líquida de R\$ 1,9 bilhão. O aumento médio foi de 21,11%, válido a partir de 23 de outubro de 2015, o que inclui o repasse de R\$ 475 milhões de CVAs e demais componentes financeiros, o que ajudará a reduzir o volume de CVAs acumuladas pelas oito distribuidoras do Grupo, que chegou a R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15<sup>1</sup>. Destacamos também o aumento de 5,31% da parcela B (em relação à RTE), de R\$ 717 milhões para R\$ 755 milhões.

A alavancagem do Grupo apresentou melhora no trimestre, reduzindo de 3,67x ao final do 2T15 para 3,46x ao final do 3T15. As CVAs acumuladas representam 0,48x nesse indicador, indicando o potencial de redução a partir do momento em que esses componentes forem repassados às tarifas, o que já se inicia com a CPFL Piratininga desde o último mês de outubro conforme mencionado anteriormente.

Apesar da redução de nosso *rating* pela Standard&Poor's de brAA+ para brAA, a Companhia continua gozando de forte liquidez, com R\$ 3,7 bilhões em caixa e beneficiada pela sua acertada estratégia de *prefunding* realizada no 1º trimestre deste ano, visando cobrir os vencimentos até o final de 2016.

A respeito das discussões setoriais sobre o risco hidrológico das geradoras de energia (GSF), eu gostaria de informar que, em 29 de outubro, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 238/2015 apresentando proposta de condições de repactuação, tema extensamente debatido ao longo de quatro rodadas da Audiência Pública nº 32/2015. O processo de conversão da MP 688/2015 em lei também avança no Congresso Nacional e esperamos em breve a conclusão de todo esse processo. Em linhas gerais, a Aneel ofereceu diversas possibilidades de repactuação do risco hidrológico, de tal forma que, para os geradores com contratos no ACR (Ambiente de Contratação Regulado), cada agente poderá escolher o nível de GSF que irá assumir, pagando o prêmio equivalente a esse risco. O gerador poderá também optar por ficar com os ganhos de eventual energia secundária, pagando

---

<sup>1</sup> Saldo de ativos e passivos financeiros setoriais em 30/09/2015 deduzidos das bandeiras tarifárias não homologadas pela Aneel até a mesma data.

prêmio maior por isso. Por fim, existe também a opção de se proteger de eventual redução de garantia física das usinas, pagando então um percentual dos contratos como prêmio. O prêmio será pago até o encerramento de cada contrato neste ambiente e o ressarcimento a que os geradores terão direito será retroativo a 1º de Janeiro de 2015. Já para o ACL (Ambiente de Contratação Livre), a repactuação se dá não pelo pagamento de um prêmio e sim pela contratação de um *hedge* representado pela energia de reserva. A CPFL Energia aguarda agora a publicação dos detalhes finais enquanto analisa cada uma das situações individuais de suas usinas e de seus contratos para verificar a viabilidade de aderir ou não à repactuação.

Ainda no mês de outubro, a Aneel recomendou a renovação de 40 concessões de Distribuição vincendas, dentre elas, cinco do Grupo CPFL. Acreditamos que os parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade exigidos pela Aneel são um ponto importante visando garantir um serviço adequado ao consumidor. Ressalto ainda que tais condições não representam um risco para nossas distribuidoras que são objeto da prorrogação das concessões. Entretanto, entendo que as exigências do regulador podem ser de difícil cumprimento para alguns agentes, abrindo oportunidades de consolidação no futuro.

Por fim, gostaria de reafirmar os compromissos da CPFL Energia. Estamos atentos aos desafios impostos pelo fraco desempenho macroeconômico do país e temos buscado sempre colaborar para que hajam contínuos avanços na regulação do setor. Seguimos também em busca de oportunidades que maximizem o valor para nossos acionistas e tirem máximo proveito da *expertise* do Grupo CPFL em suas áreas de atuação, a fim de garantir a sustentabilidade de nossos negócios.

**Wilson Ferreira Jr.**

Presidente da CPFL Energia

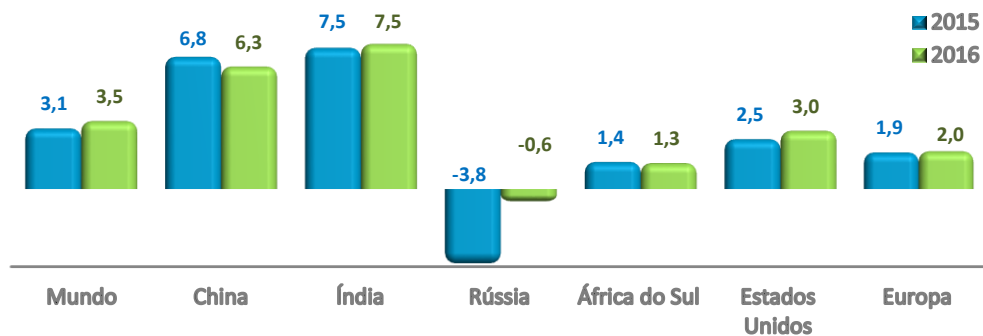
## 2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

No 3T15 continuam ocorrendo revisões para baixo das projeções internacionais para as principais economias avançadas e emergentes. Sendo assim, a demanda global mais enfraquecida pode representar uma menor contribuição à retomada do crescimento da economia brasileira.

Para a economia mundial, espera-se um crescimento anual de 3,1% em 2015 e 3,5% em 2016.

### Projeção de PIB para 2015 e 2016 (%) | economias selecionadas

Fonte e projeções: FMI.



Após as revisões do resultado do 2T15, que apontaram para um crescimento anualizado de 3,9%, a economia norte-americana anotou, no presente trimestre, desempenho mais tímido para os principais indicadores de atividade. Os resultados do varejo geral revelaram que, no 3T15, houve crescimentos de 2,3% em relação ao 2T14 e de 1,2% na margem. Esse resultado reitera a perspectiva de que o consumo das famílias é, atualmente, o principal *driver* de crescimento do país, uma vez que o processo de valorização do dólar gera impactos negativos no desempenho das cadeias industriais e na balança comercial do país. A diminuição do ritmo de contratações justifica as leituras mais fracas da confiança do consumidor e manutenção da projeção de crescimento de 2,5% para a economia do país – no 3T15 foram criados 501 mil novos postos de trabalho, volume quase 30% menor em relação ao 3T14 e ao período imediatamente anterior.

Os dados trimestrais da Zona do Euro revelaram que, apesar da permanência de instabilidades geopolíticas – a atividade econômica segue com discretos sinais de melhora. Os indicadores trimestrais do varejo e da produção industrial apontaram para um movimento semelhante: discreta expansão na margem e expansão interanual de 2,0%. As leituras do índice PMI (*Purchase Managers Index*) – que medem a atividade do setor industrial e de serviços – ficaram acima das expectativas do mercado e vão ao encontro das projeções para o PIB europeu no 3T15 (+1,7% YoY).

Na China, segue o processo de rebalanceamento econômico, com estímulos ao consumo interno em detrimento aos investimentos. A desaceleração do ritmo de inversões foi, notadamente, um dos pontos de incerteza do cenário internacional no presente trimestre, determinante para a queda dos preços das commodities e incertezas em relação ao desempenho das economias emergentes. No 3T15 os indicadores de atividade revelaram declínio da produção industrial – que cresceu, em média, 6,0% - taxa 25% menor em relação ao mesmo período do ano anterior. Vale destacar, porém, um melhor desempenho do varejo que, apesar do ritmo menor em relação a 2014, ainda anota expansão em 2015 – justificando o crescimento de 6,9% do PIB do país no presente trimestre.

No Brasil, ao longo do 3T15 foi possível observar maior contração da atividade econômica e deterioração dos indicadores fiscais. O rebaixamento da nota de crédito, a frustração da arrecadação e dificuldades de cortes de gastos dificultam o ajuste fiscal e a rapidez de reversão do ciclo recessivo.

Em sentido oposto à sazonalidade das contratações, o mercado de trabalho apresentou sensível piora no 3T15, com eliminação líquida de 517 mil postos formais de trabalho – segundo dados do Caged/MTE - com acentuadas desconstruções na indústria, seguida do setor de construção civil e

serviços. Os demais indicadores também mostraram deterioração, uma vez que, segundo dados da PME/IBGE, o rendimento médio do trabalho nas regiões metropolitanas caiu 3,4% no trimestre e a taxa de desemprego, em setembro, era de 7,6% da população economicamente ativa – dois pontos percentuais acima do observado no mesmo mês do ano anterior.

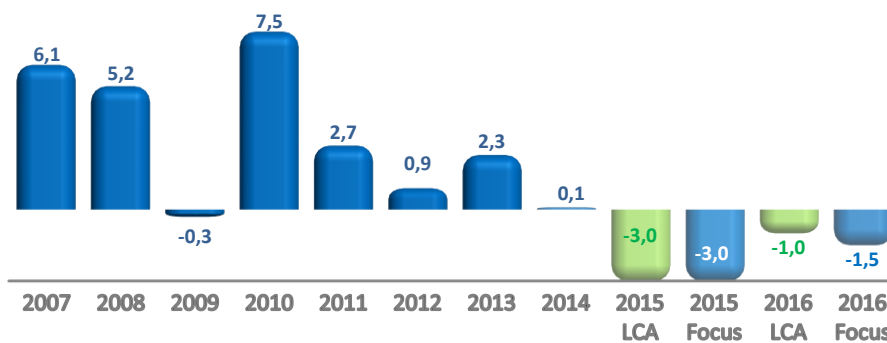
A piora dos indicadores de trabalho e renda, a redução nas concessões de crédito e juros maiores prejudicaram o desempenho do varejo, reiterando os resultados decepcionantes. De acordo com a PMC/IBGE, o volume de vendas do varejo restrito (que não inclui veículos e materiais de construção) recuou, no acumulado até agosto, 3,0% em relação ao mesmo período de 2014. As retrações foram generalizadas, com destaque para o recuo das vendas de bens essenciais (*Hipermercados e Supermercados*, no acumulado do ano recuou 2,2%) e do segmento de *Móveis e Eletrodomésticos*, que acumula, em 2015, queda de 12,4% em relação a igual período de 2014.

A indústria segue surpreendendo negativamente, em patamar bastante inferior ao observado em 2014. No presente trimestre, a produção industrial sofreu uma retração de 9,5% em relação ao mesmo período de 2014. Os fatores que contribuíram para esse resultado foram o recorde negativo da utilização de capacidade produtiva (76,5% em setembro, muito abaixo dos 83,5% referentes à média histórica de 2008-2015), a elevação do volume de estoques excessivos e as leituras muito deprimidas da confiança empresarial. Em setembro, o índice de confiança da indústria da FGV atingiu o pior resultado da série histórica, iniciada em 1995 – com destaque para o extremo pessimismo em relação aos indicadores de expectativas e demanda interna. E, a despeito do forte ajuste da produção e do baixo nível histórico de utilização da capacidade produtiva, os estoques industriais seguem elevados, principalmente no setor de bens de capital.

Assim, os indicadores apontam para um biênio de recessão – com queda de 3,0% do PIB em 2015 e retração de 1,0% em 2016 de acordo com a LCA Consultores.

### Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE. Projeções: LCA.



## 3) VENDAS DE ENERGIA

### 3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 3T15, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição,

totalizaram 13.749 GWh, uma redução de 5,3%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Mercado Cativo	9.877	10.401	-5,0%	31.108	32.085	-3,0%
TUSD	3.872	4.115	-5,9%	11.946	12.560	-4,9%
<b>Total</b>	<b>13.749</b>	<b>14.516</b>	<b>-5,3%</b>	<b>43.054</b>	<b>44.644</b>	<b>-3,6%</b>

No 3T15, as vendas para o mercado cativo totalizaram 9.877 GWh, uma queda de 5,0%. 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 3.872 GWh no 3T15, uma redução de 5,9%. Essas reduções são reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial, no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real.

Vendas na Área de Concessão - GWh							
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.	Part.
Residencial	3.761	3.964	-5,1%	12.071	12.325	-2,1%	27,4%
Industrial	5.614	6.061	-7,4%	17.230	18.321	-6,0%	40,8%
Comercial	2.246	2.313	-2,9%	7.368	7.408	-0,5%	16,3%
Outros	2.129	2.178	-2,2%	6.385	6.591	-3,1%	15,5%
<b>Total</b>	<b>13.749</b>	<b>14.516</b>	<b>-5,3%</b>	<b>43.054</b>	<b>44.644</b>	<b>-3,6%</b>	<b>100,0%</b>

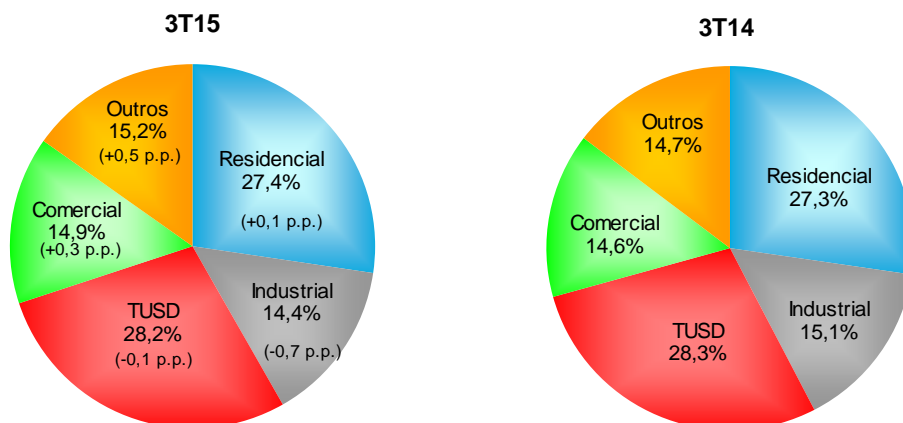
Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.13.

Destacam-se no 3T15, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (27,4% e 16,3% das vendas totais, respectivamente):** redução de 5,1% e de 2,9%, respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Temperatura mais baixa e menos dias de faturamento (-1 dia) também contribuíram negativamente para o desempenho dessas classes.
- **Classe industrial (40,8% das vendas totais):** queda de 7,4%, refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Paulista, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-7,2% ou 209 GWh).



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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T14 para o 3T15.

### 3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	3.761	3.964	-5,1%	12.071	12.325	-2,1%
Industrial	1.982	2.185	-9,3%	6.082	6.484	-6,2%
Comercial	2.047	2.117	-3,3%	6.701	6.821	-1,8%
Outros	2.088	2.136	-2,2%	6.254	6.455	-3,1%
<b>Total</b>	<b>9.877</b>	<b>10.401</b>	<b>-5,0%</b>	<b>31.108</b>	<b>32.085</b>	<b>-3,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.14.

As vendas no mercado cativo foram influenciadas, principalmente, pela redução do consumo na classe industrial que, por sua vez, reflete a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança e os estoques excessivos, como explicado anteriormente. Outro fator que influenciou o mercado cativo foi o desempenho da classe residencial, que apresentou redução de consumo em comparações trimestrais pela segunda vez consecutiva, algo que não acontecia desde o período de racionamento de 2001.

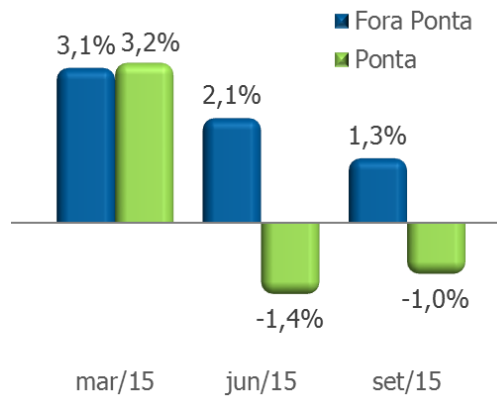
### 3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Industrial	3.632	3.877	-6,3%	11.148	11.837	-5,8%
Comercial	200	196	1,7%	667	587	13,7%
Outros	41	42	-2,9%	131	136	-3,8%
<b>Total</b>	<b>3.872</b>	<b>4.115</b>	<b>-5,9%</b>	<b>11.946</b>	<b>12.560</b>	<b>-4,9%</b>

TUSD por Distribuidora - GWh						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
CPFL Paulista	1.924	2.031	-5,2%	5.902	6.143	-3,9%
CPFL Piratininga	1.370	1.467	-6,6%	4.293	4.565	-6,0%
RGE	478	518	-7,7%	1.450	1.551	-6,5%
CPFL Santa Cruz	11	10	8,2%	34	34	1,7%
CPFL Jaguari	17	16	9,1%	51	55	-6,3%
CPFL Mococa	6	7	-11,8%	19	20	-7,2%
CPFL Leste Paulista	12	12	5,2%	36	35	4,0%
CPFL Sul Paulista	53	55	-4,2%	161	157	2,1%
<b>Total</b>	<b>3.872</b>	<b>4.115</b>	<b>-5,9%</b>	<b>11.946</b>	<b>12.560</b>	<b>-4,9%</b>

### 3.2) Demanda contratada em %

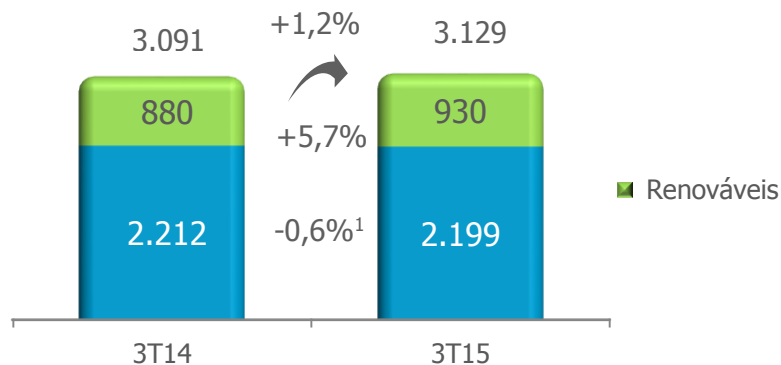
Evolução da demanda contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



### 3.3) Capacidade instalada da Geração

No 3T15, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.129 MW, o que representa uma expansão de 1,2% em relação ao 3T14. Esse aumento deve-se principalmente à adição do parque eólico Morro dos Ventos II (2T15). Além disso, a associação da CPFL Renováveis com a Dobrevê Energia S.A. (DESA) foi concluída em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014, agregando 277,6 MW de capacidade instalada em operação e 53,2 MW de capacidade instalada em construção.

#### Capacidade instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,61% em 30/09/2015 e de 58,83% em 30/09/2014.

## 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, 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 setembro de 2015 e de 2014, 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 S. Paulo	234	4.201	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 S. Paulo	27	1.649	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	1.438	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	205	16 anos	Julho de 2015 (i)
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	56	16 anos	Julho de 2015 (i)
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	39	16 anos	Julho de 2015 (i)
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	83	16 anos	Julho de 2015 (i)
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	46	16 anos	Julho de 2015 (i)

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					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, 4 PCH (a) e 1 térmica	714	714
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342	195
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda (d) ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (g)	4	4

### Notas:

- PCH - Pequena Central Hidrelétrica.
- A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 30 de setembro de 2015, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 127 projetos de 2.923,8 MW de capacidade instalada 1.799,3 MW em operação), sendo:
  - Geração de energia hidrelétrica: 48 PCH's (571 MW) com 38 PCH's em operação (399 MW) e 10 PCH's em desenvolvimento (172 MW);
  - Geração de energia eólica: 70 projetos (1.981,7 MW) com 34 projetos em operação (1.029,2 MW) e 36 projetos em construção/desenvolvimento (952,5 MW);
  - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW);
  - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW)
- O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.

Comercialização de energia	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 Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Industria 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")	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")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. (Authi) (f)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD") (h)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

- (e) Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo operar e explorar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional.
- (f) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("TI Nect"), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos.
- (g) CGH – Central Geradora Hidrelétrica.
- (h) Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica.

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariuna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") (d)	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%

#### 4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de setembro de 2015, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% 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 (IFRS - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	8.392.998	5.381.214	<b>56,0%</b>	24.566.166	15.361.155	<b>59,9%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>4.715.123</b>	<b>4.011.722</b>	<b>17,5%</b>	<b>14.652.020</b>	<b>11.426.915</b>	<b>28,2%</b>
Custo com Energia Elétrica	(3.140.041)	(2.660.856)	18,0%	(10.349.581)	(7.653.506)	35,2%
Custos e Despesas Operacionais	(1.104.974)	(995.803)	11,0%	(3.403.628)	(2.940.586)	15,7%
Resultado do Serviço	722.157	585.316	23,4%	1.666.580	1.468.876	13,5%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>1.080.323</b>	<b>859.568</b>	<b>25,7%</b>	<b>2.744.996</b>	<b>2.418.505</b>	<b>13,5%</b>
Resultado Financeiro	(346.537)	(374.980)	-7,6%	(900.024)	(821.929)	9,5%
Lucro Antes da Tributação	419.223	197.345	112,4%	891.541	744.961	19,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>280.221</b>	<b>97.131</b>	<b>188,5%</b>	<b>512.771</b>	<b>416.828</b>	<b>23,0%</b>

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Mil) <sup>1</sup>						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	8.320.248	5.149.868	<b>61,6%</b>	24.380.287	15.183.994	<b>60,6%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>4.644.670</b>	<b>3.809.665</b>	<b>21,9%</b>	<b>14.496.647</b>	<b>11.309.690</b>	<b>28,2%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.966.730)	(2.176.013)	36,3%	(9.564.058)	(6.470.017)	47,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.131.566)	(1.135.950)	-0,4%	(3.439.031)	(3.292.782)	4,4%
Resultado do Serviço	798.422	727.955	9,7%	2.261.327	2.182.946	3,6%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>1.074.219</b>	<b>998.600</b>	<b>7,6%</b>	<b>3.103.858</b>	<b>2.986.885</b>	<b>3,9%</b>
Resultado Financeiro	(326.033)	(350.461)	-7,0%	(854.955)	(757.265)	12,9%
Lucro Antes da Tributação	472.389	377.494	25,1%	1.406.372	1.424.728	-1,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>305.284</b>	<b>228.156</b>	<b>33,8%</b>	<b>876.841</b>	<b>878.357</b>	<b>-0,2%</b>

Notas:

- (1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) de 2014 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS. A abertura dos ajustes no EBITDA gerencial encontra-se no item 5.5 deste relatório.
- (2) Exclui Receita de Construção;
- (3) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

### 5.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em 9 de dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que passaram a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 3T15, foram contabilizados R\$ 660 milhões, líquidos de PIS e Cofins, em ativos e passivos financeiros setoriais relativos a essa competência. Em 30 de setembro de 2015, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era de R\$ 2.302 milhões (R\$ 1.907 milhões, excluído o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas).

## 5.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 3T15 atingiu R\$ 8.393 milhões, representando um aumento de 56,0% (R\$ 3.012 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 8.320 milhões, um aumento de 61,6% (R\$ 3.170 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 4.715 milhões no 3T15, representando um aumento de 17,5% (R\$ 703 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 4.645 milhões, um aumento de 21,9% (R\$ 835 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\$ 952 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1);
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 9 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 79 milhões; e
- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 47 milhões.

## 5.3) 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\$ 3.140 milhões no 3T15, representando um aumento de 18,0% (R\$ 479 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.967 milhões no 3T15, um aumento de 36,3% (R\$ 791 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 3T15 atingiu R\$ 2.692 milhões, um aumento de 4,4% (R\$ 114 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
  - ✓ GSF, no valor de R\$ 53 milhões no 3T15 versus R\$ 123 milhões no 3T14; e
  - ✓ Compra de energia da CPFL Renováveis para PCHs, totalizando R\$ 0,6 milhão no 3T15 versus R\$ 0,4 milhão no 3T14.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 3T15 foi de R\$ 2.511 milhões, o que representa um aumento de 19,6% (R\$ 412 milhões). Essa elevação reflete principalmente o aumento nos preços da energia comprada da UHE Itaipu e a contabilização dos empréstimos da conta ACR no 3T14, que não se repetiu nesse ano. Isso pode ser detalhado pelas variações abaixo:

- (i) Aumento no custo com energia de Itaipu (R\$ 443 milhões), devido ao aumento de 132,4% no preço médio de compra (R\$ 305,77/MWh no 3T15 vs R\$ 131,55/MWh no 3T14), a despeito da redução de 1,9% (ou 50 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Contabilização dos empréstimos da conta ACR no 3T14, no valor de R\$ 205 milhões, com intuito de cobrir custos com exposição involuntária e despacho térmico incorridos pelas distribuidoras;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 208 milhões), devido à redução de 8,3% no preço médio de compra (R\$ 173,86/MWh no 3T15 vs R\$ 189,56/MWh no 3T14) e de 1,8% na quantidade de energia comprada (196 GWh);
  - (iv) Redução da necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo (R\$ 8 milhões), já descontados os efeitos do GSF (não recorrente), devido à redução do PLD (no SE/CO, R\$ 204,07/MWh no 3T15 vs R\$ 677,01/MWh no 3T14; no Sul, R\$ 192,70/MWh no 3T15 vs R\$ 647,19/MWh no 3T14);
  - (v) Redução de 1,1% no custo com PROINFA (R\$ 1 milhão), devido principalmente à redução de 7,8% (21 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 7,2% no preço médio de compra (de R\$ 250,04/MWh no 3T14 para R\$ 268,07/MWh no 3T15);
  - (vi) Créditos de PIS/Cofins (R\$ 20 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 448 milhões no 3T15, um aumento de 440,4% (R\$ 365 milhões) em relação ao 3T14. Na visão gerencial, que considera a consolidação proporcional dos ativos de geração e os ativos financeiros setoriais do 3T14, os encargos atingiram R\$ 456 milhões, aumento de 491,2% (R\$ 378 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 314 milhões), passando de uma receita de R\$ 152 milhões no 3T14 para um custo de R\$ 162 milhões no 3T15, em função da redução do PLD;
    - (ii) Variação de R\$ 96 milhões no Encargo de Energia de Reserva – EER, pago no 3T15 e não observado no 3T14;
    - (iii) Aumento de R\$ 6 milhões nos demais encargos (conexão, uso do sistema de distribuição, transporte de Itaipu e rede básica);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Créditos de PIS/Cofins (R\$ 37 milhões).

## 5.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.105 milhões no 3T15, registrando um aumento de 11,0% (R\$ 109 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.132 milhões no 3T15, uma redução de 0,4% (R\$ 4 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 9,4% (R\$ 22 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 252 milhões no 3T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Aumento de 1,9% em Depreciação e Amortização (R\$ 5 milhões), devido principalmente a (i) aumento de R\$ 8 milhões na CPFL Renováveis devido ao efeito dos empreendimentos que entraram em operação entre o 3T15 e 3T14; (ii) aumento de R\$ 3 milhões no segmento de

Comercialização e serviços, devido a expansão das atividades do segmento de Serviços; (iii) aumento de R\$ 1 milhão no segmento de Distribuição e; (iv) aumento de R\$ 1 milhão no segmento de Geração Convencional. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de R\$ 8 milhões referente à Amortização do Intangível da Concessão, devido ao encerramento das concessões das empresas controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa. No momento, essas empresas estão em processo de renovação de suas respectivas concessões.

- Aumento de 35,8% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 4 milhões); Parcialmente compensado pelo:
- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 588 milhões no 3T15, comparado a R\$ 623 milhões no 3T14, registrando uma redução de 5,7% (R\$ 36 milhões);

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

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	3T15	3T14	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(237,4)	(213,4)	(24,1)	11,3%
Material	(38,7)	(31,3)	(7,4)	23,6%
Serviços de Terceiros	(142,7)	(127,0)	(15,7)	12,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(103,6)	(94,9)	(8,8)	9,2%
PDD	(31,6)	(14,8)	(16,9)	114,2%
Despesas legais e judiciais	(47,6)	(28,6)	(19,0)	66,5%
Outros	(24,4)	(51,5)	27,1	-52,7%
<b>Total PMSO reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(522,5)</b>	<b>(466,6)</b>	<b>(55,9)</b>	<b>12,0%</b>
<b>Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>				
Pessoal	6,3	5,0		
Material	(73,8)	(161,8)		
Serviços de Terceiros	11,5	5,8		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9,1)	(5,4)		
PDD	0,3	(0,0)	0,3	-
Despesas legais e judiciais	1,1	0,3	0,8	302,2%
Outros	(10,5)	(5,7)	(4,8)	84,7%
<b>Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B)</b>	<b>(65,1)</b>	<b>(156,5)</b>	<b>91,4</b>	<b>-58,4%</b>
<b>PMSO gerencial</b>				
Pessoal	(231,1)	(208,3)	(22,7)	10,9%
Material	(112,5)	(193,1)	80,6	-41,7%
Serviços de Terceiros	(131,2)	(121,3)	(9,9)	8,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(112,7)	(100,3)	(12,4)	12,4%
PDD	(31,4)	(14,8)	(16,6)	112,4%
Despesas legais e judiciais	(46,5)	(28,6)	(17,9)	62,6%
Outros	(34,8)	(56,9)	22,1	-38,8%
<b>Total PMSO gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(587,5)</b>	<b>(623,0)</b>	<b>35,5</b>	<b>-5,7%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 10,9% (R\$ 23 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo – salários e benefícios (R\$ 13 milhões); i.b) o aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 5 milhões) e i.c) aumento na CPFL Renováveis (R\$ 1 milhão) e (i.d) outros efeitos (R\$ 4 milhões);
- Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 12,4% (R\$ 12



milhões), principalmente pelo aumento de despesas legais e judiciais (R\$ 18 milhões) e PDD (17 milhões) parcialmente compensado pela redução na rubrica de Outros (R\$ 22 milhões), decorrente principalmente de: (ii.a) contabilização de R\$ 5 milhões referentes à taxa de fiscalização da Aneel no 3T14. Esta taxa passou a ser contabilizada em deduções da receita a partir de 2015; (ii.b) redução na CPFL Renováveis (R\$ 4 milhões) devido principalmente ao direito de ressarcimento da 1ª parcela do seguro referente à turbina da UTE Bio Pedra (R\$ 2 milhões); (ii.c) redução nas perdas com alienação e desativação de ativos (R\$ 4 milhões); (ii.d) redução nos custos/despesas com doações, contribuições e indenizações (R\$ 2 milhões), (ii.e) redução com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão) e (ii.f) outros efeitos (R\$ 6 milhões);

- (iii) Aumento de 8,2% em Serviços de Terceiros (R\$ 10 milhões), devido principalmente a (iii.a) manutenção do sistema elétrico, máquinas e equipamentos e manutenção de hardware e software (R\$ 7 milhões) e (iii.b) maior utilização de serviços de combate à inadimplência (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensado pela:

- (iv) Redução de 41,7% em Material (R\$ 81 milhões), devido principalmente à (iv.a) aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 91 milhões no segmento de Geração Convencional, parcialmente compensado pelo (iv.b) aumento verificado no segmento de Distribuição (R\$ 5 milhões) devido principalmente a (iv.b.1) maior reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 2 milhões) e (iv.b.2) maior despesa com manutenção de frota (R\$ 1 milhão) e (iv.c) outros efeitos (R\$ 5 milhões).

Os itens referentes à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA e o PMSO do segmento de Serviços estão diretamente associados à geração de receitas a partir dessas atividades.

## 5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 3T15 totalizou R\$ 1.080 milhões, registrando um aumento de 25,7% (R\$ 220 milhões). O **EBITDA gerencial** no 3T15 totalizou R\$ 1.074 milhões, comparado a R\$ 999 milhões no 3T14, um aumento de 7,6%.

Conciliação do EBITDA - IFRS x gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>1.080</b>	<b>860</b>	<b>25,7%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional Geração (B)</b>	<b>(60)</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (D)</b>	<b>54</b>	<b>123</b>	<b>-</b>
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	54	123	-
<b>EBITDA gerencial (A + B + C + D)</b>	<b>1.074</b>	<b>999</b>	<b>7,6%</b>

## 5.6) Resultado Financeiro

No 3T15, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 347 milhões, uma redução de 7,6% (R\$ 28 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 375 milhões registrada no 3T14. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 326 milhões, uma redução de 7,0% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 24 milhões).

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

- Receitas Financeiras: aumento de 116,5% (R\$ 221 milhões), passando de R\$ 190 milhões no 3T14 para R\$ 411 milhões no 3T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Atualização monetária do ativo financeiro da concessão (R\$ 146 milhões), passando de uma despesa de R\$ 21 milhões no 3T14 para uma receita de R\$ 125 milhões no 3T15, devido à variação do IGP-M e à maior base de ativos, sendo que R\$ 72 milhões referem-se à atualização do ativo financeiro da concessão em função do 4º Ciclo da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga, para recomposição de sua Base de Remuneração;
  - (ii) Atualizações do ativo financeiro setorial (R\$ 29 milhões);
  - (iii) Aumento em acréscimos e multas moratórias (R\$ 20 milhões);
  - (iv) Aumento nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores (R\$ 12 milhões);
  - (v) Atualização de derivativos não vinculados da CPFL Geração (R\$ 17 milhões), cuja contrapartida, em igual valor (relacionada à dívida dos projetos de geração), foi contabilizada na linha de atualizações monetárias e cambiais das despesas financeiras;
  - (vi) Atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel (R\$ 12 milhões);
  - (vii) Outros efeitos (R\$ 10 milhões);Parcialmente compensado por:
  - (viii) PIS e COFINS sobre receitas financeiras (R\$ 19 milhões); e
  - (ix) Redução da renda de aplicações financeiras e das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões), devido ao menor saldo médio de caixa (R\$ 3,1 bilhões no 3T15 versus R\$ 4,0 bilhões no 3T14).
- Despesas Financeiras: aumento de 36,4% (R\$ 197 milhões), passando de R\$ 540 milhões no 3T14 para R\$ 737 milhões no 3T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 142 milhões), devido ao aumento do CDI médio, de 11,56% no 3T14 para 14,70% no 3T15, e do estoque de dívida;
  - (ii) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 97 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional;
  - (iii) Aumento nas despesas financeiras de UBP (R\$ 11 milhões), devido à variação do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica;Parcialmente compensados por:
  - (iv) Efeito da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 33 milhões);
  - (v) Atualizações do passivo financeiro setorial (R\$ 10 milhões); e
  - (vi) Outros efeitos (R\$ 11 milhões).

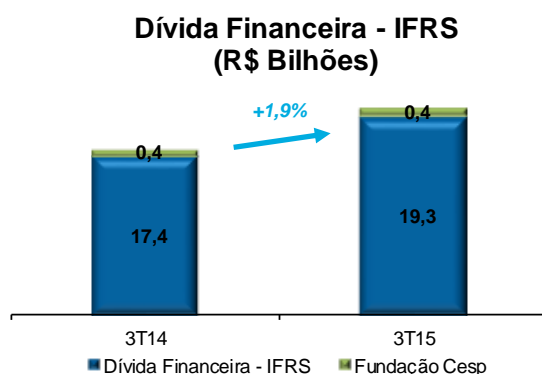
## 5.7) Lucro Líquido

No 3T15, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 280 milhões, um aumento de 188,5% em relação ao 3T14. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 305 milhões, um aumento de 33,8% em relação ao 3T14.

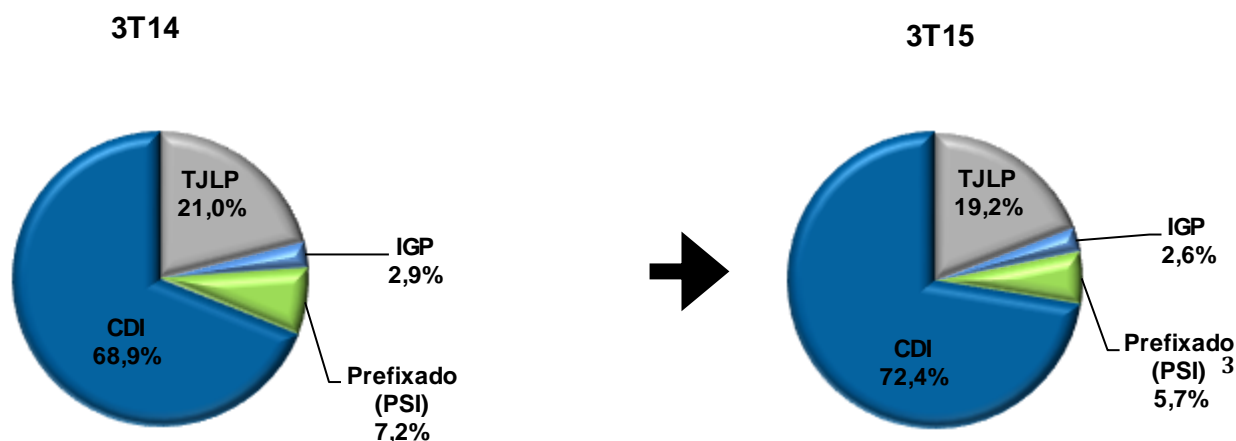
Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
Lucro Líquido - IFRS (A)	280	97	188,5%
(+) Consolidação Proporcional Geração (B)	(12)	(3)	-
(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)	-	45	-
(+) Efeitos não-recorrentes (D)	37	89	-
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	37	89	-
<b>Lucro Líquido gerencial (A + B + C + D)</b>	<b>305</b>	<b>228</b>	<b>33,8%</b>

## 6) ENDIVIDAMENTO

### 6.1) Dívida em IFRS



### Indexação<sup>1</sup> Pós-Hedge<sup>2</sup> – 3T14 vs. 3T15



Notas: 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa; 2) Para as dívidas atreladas a moeda estrangeira (27,1% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI; 3)

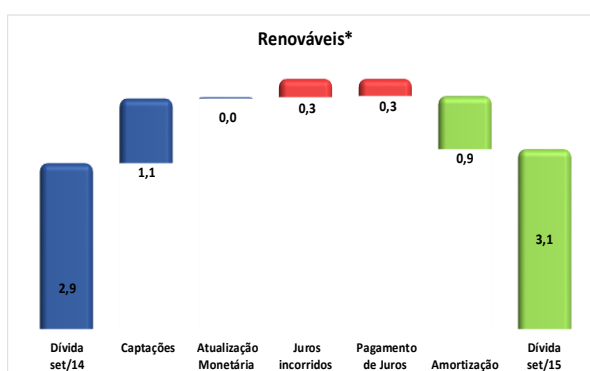
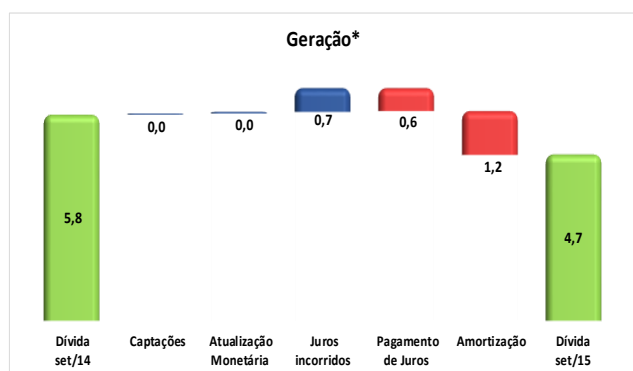
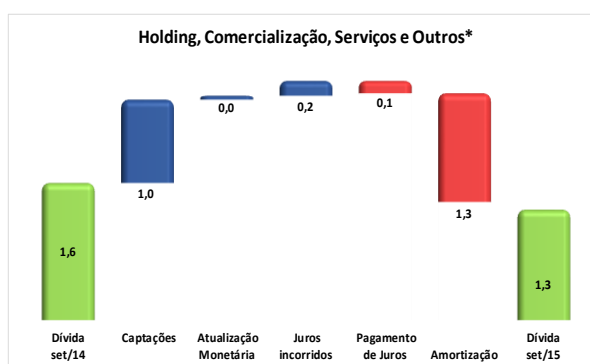
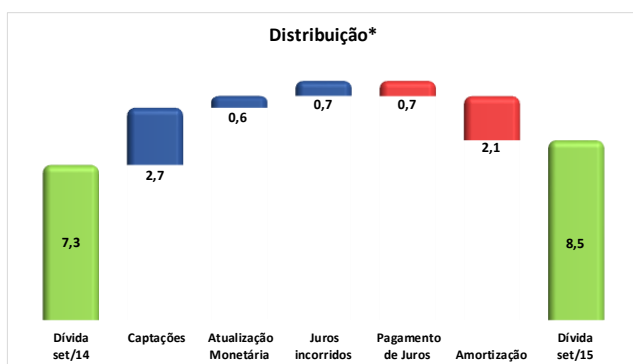
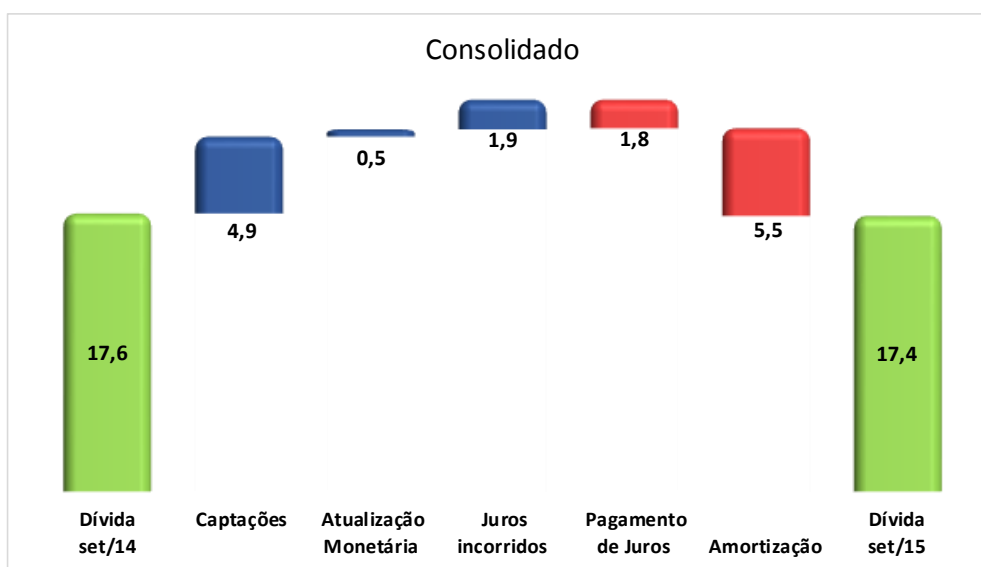
PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

### Dívida Líquida em IFRS

IFRS - R\$ Mil	3T15	3T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(19.291.473)	(17.444.684)	10,6%
(+) Disponibilidades	4.033.374	4.000.285	0,8%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(15.258.099)</b>	<b>(13.444.399)</b>	<b>13,5%</b>

## 6.2) Dívida no critério Pro Forma

### 6.2.1) Movimentação da dívida no critério Pro Forma (R\$ Bilhões)

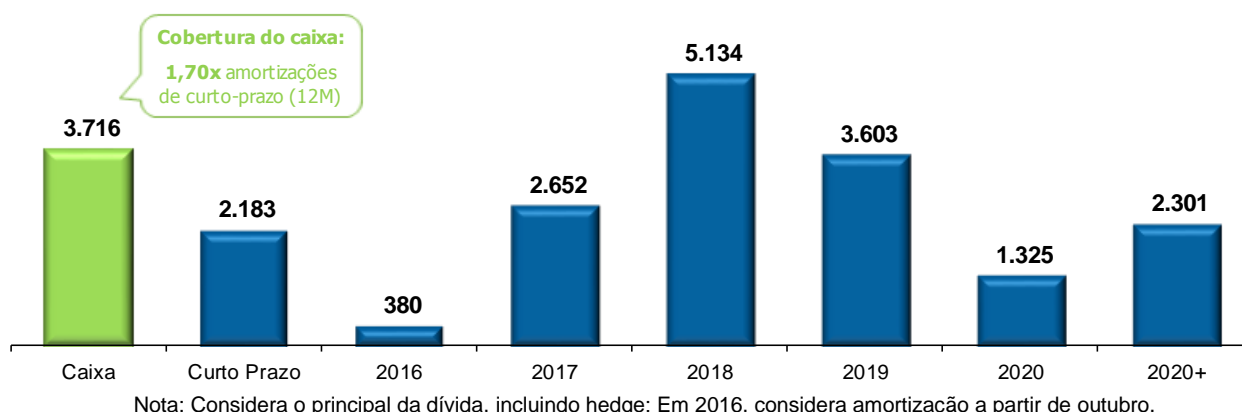


Nota: (\*) Não considera MTM e gastos com captação e emissão.

## 6.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério Pro Forma

A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 12-18 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, ao final de 2014, a CPFL Energia, vislumbrando um cenário mais restritivo de crédito em 2015, trabalhou no *prefunding* de 2016.

### Cronograma de amortização da dívida no critério Pro Forma (Set/15)

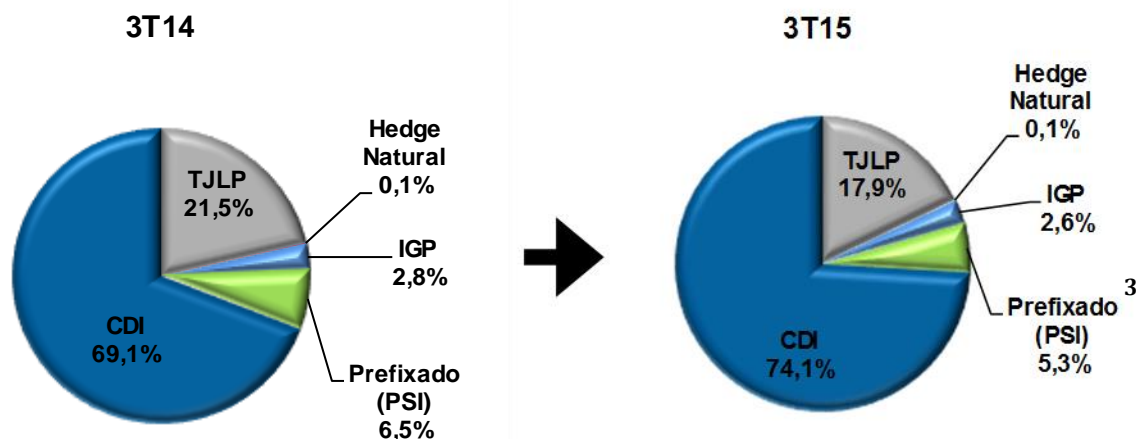


A posição de caixa ao final do 3T15 possui índice de cobertura de 1,70x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2017. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,51 anos.

Dívida Financeira - 3T15 - 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
Holding (CPFL Energia)	-	-	300.000	-	-	-	673.395	-	-	-	973.395	-	973.395
Distribuição	289.806	1.287.344	25.881	466.294	4.544	10.626	1.052.116	5.359.477	-	2.245.000	1.372.347	9.368.740	10.741.087
Comercialização e Serviços	3.737	23.996	1.975	3.957	1.263	1.734	-	71.086	-	228.000	6.975	328.773	335.748
Geração Convencional	175.969	1.154.712	-	617.520	10.164	73.688	-	411.720	25.286	2.298.697	211.419	4.583.173	4.794.594
CPFL Renováveis	140.247	1.365.190	-	-	41.698	350.952	-	-	119.089	1.043.684	301.033	2.759.826	3.060.859
Outros	3.242	56.699	7.644	26.860	-	-	14.222	-	-	-	25.108	83.559	108.668
<b>Endividamento (Principal)</b>	<b>613.000</b>	<b>3.887.941</b>	<b>335.500</b>	<b>1.114.631</b>	<b>57.669</b>	<b>436.999</b>	<b>1.739.733</b>	<b>5.842.283</b>	<b>144.374</b>	<b>5.815.381</b>	<b>2.890.276</b>	<b>17.124.072</b>	<b>20.014.350</b>
<b>Encargos</b>													
<b>Hedge</b>													
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>													
Participação sobre o total (%)													
<b>Entidade de Previdência Privada</b>													
<b>Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada)</b>													
Participação sobre o total (%)													

### 6.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério Pro Forma

#### Indexação<sup>1</sup> Pós-Hedge<sup>2</sup> no critério Pro Forma – 3T14 vs. 3T15



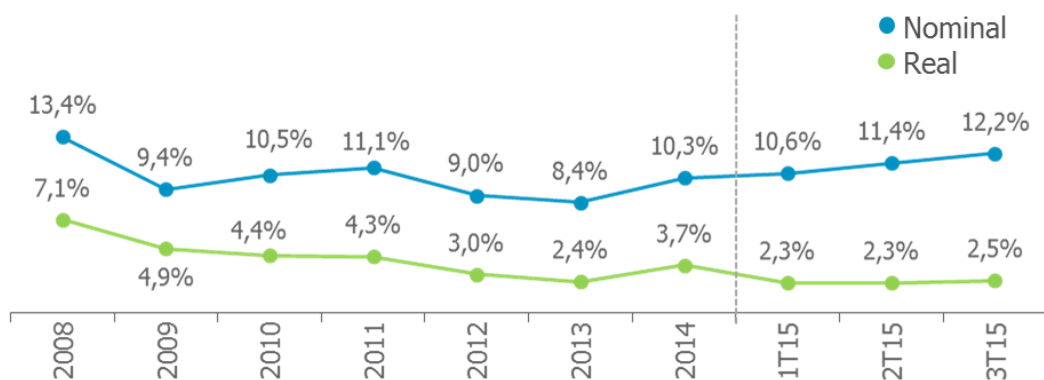
Notas:

1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

2) Para as dívidas atreladas a moeda estrangeira (27,1% do total), são contratadas operações de swap, que convertem a indexação para CDI;

3) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

#### Custo da Dívida Bruta\* no critério Pro Forma – Últimos 12 meses



Nota: (\*) Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) hedge.

### 6.3) Dívida Líquida no critério *covenant* e Alavancagem

Pro forma (*) - R\$ Mil	3T15	3T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(17.441.575)	(16.811.573)	3,7%
(+) Disponibilidades	3.715.611	3.822.055	-2,8%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(13.725.964)</b>	<b>(12.989.517)</b>	<b>5,7%</b>
EBITDA Gerencial <sup>2</sup>	3.970.892	3.895.617	1,9%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,46x</b>	<b>3,33x</b>	<b>0,12x</b>

Notas: 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa. 2) EBITDA Gerencial no critério de apuração dos *covenants*: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

No 3T15, a Dívida Líquida pro forma atingiu R\$ 13.726 milhões, um aumento de 5,7% em relação à posição de dívida líquida no final do 3T14, que era de R\$ 12.990 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 uma de suas controladas. 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 de projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 13.726 milhões e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu R\$ 3.971 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 3T15 alcançou 3,46x.

## 6.4) Ratings

Em setembro de 2015, a Standard&Poor's rebaixou o rating soberano brasileiro juntamente com a sua perspectiva de cenário, o que impactou diretamente a composição do rating da CPFL Energia e suas subsidiárias, acarretando o rebaixamento automático de brAA+, com perspectiva estável, para brAA, com perspectiva negativa.

Ainda assim, a CPFL Energia detém sólida estrutura de caixa, redução do nível de alavancagem nos quesitos de *covenants* e perfil de dívida alongado.

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

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2012	2013	2014	3T15
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Negativa
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera posição ao final do período.

## 7) INVESTIMENTOS

Investimentos (IFRS - R\$ Mil)						
Segmento	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Distribuição	191.773	154.342	24,3%	612.642	502.356	22,0%
Geração - Convencional	1.140	2.164	-47,3%	2.574	5.230	-50,8%
Geração - Renováveis*	11.587	60.960	-81,0%	287.131	174.327	64,7%
Comercialização	532	1.084	-50,9%	1.219	2.520	-51,6%
Serviços	13.273	15.374	-13,7%	27.274	69.339	-60,7%
Outros	273	18	1416,7%	548	18	2944,4%
<b>Total</b>	<b>218.578</b>	<b>233.942</b>	<b>-6,6%</b>	<b>931.388</b>	<b>753.790</b>	<b>23,6%</b>
Transmissão	4.326	16.892	-74,4%	30.779	27.823	10,6%
Obrigações Especiais	87.634	47.685	83,8%	174.277	125.680	38,7%

Nota (\*): A diferença de R\$ 25 milhões está contabilizada na linha "Fornecedores de Imobilizado" do ITR da CPFL Renováveis

No 3T15, foram realizados investimentos de R\$ 219 milhões, o que representa uma redução de 6,6% em relação ao 3T14. No acumulado de 9M15, A CPFL Energia investiu R\$ 931 milhões, um aumento de 23,6% em relação ao mesmo período do ano passado. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 4 milhões no trimestre (R\$ 31 milhões no 9M15) relacionado à construção

de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 88 milhões em Obrigações Especiais no trimestre (R\$ 174 milhões no 9M15) entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T15 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

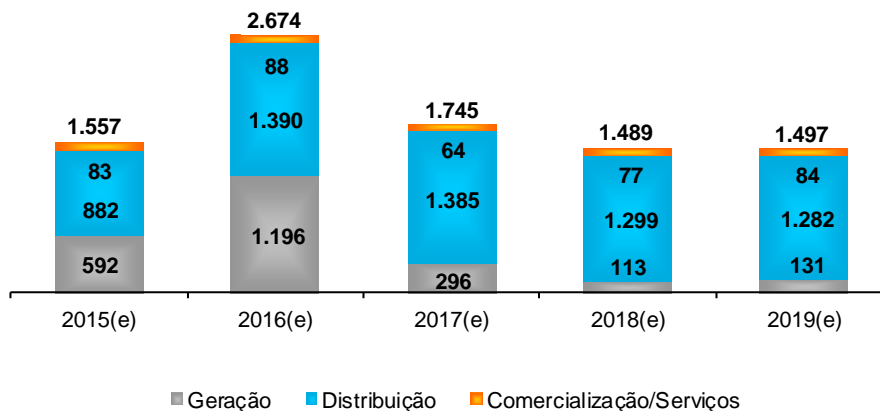
- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias e na manutenção do sistema elétrico;
- c. Infraestrutura operacional;
- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.

(ii) Geração:

- a. Complexo Eólico de Campo dos Ventos;
- b. Complexo Eólico de São Benedito;
- c. Complexo Eólico de Pedra Cheirosa;
- d. PCH Mata Velha.

**Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos<sup>1</sup>**

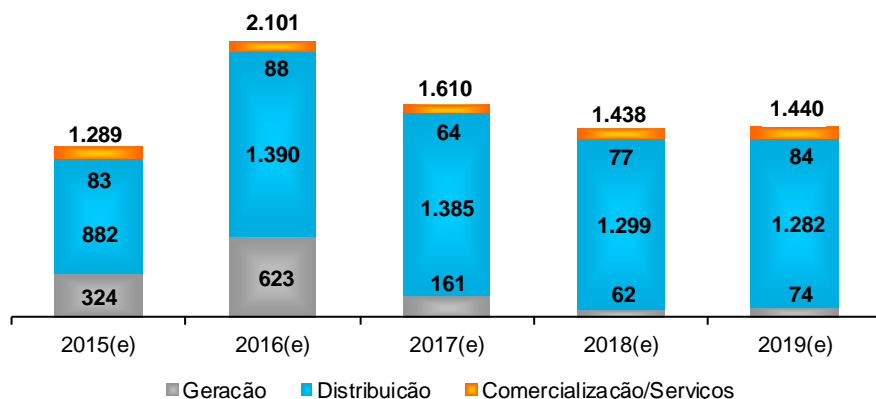
IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



**Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos<sup>1</sup>**



Pro forma – Participação Proporcional nos Projetos de Geração (R\$ milhões)



Notas:

(1) A atual projeção de investimento foi divulgada no Release de Resultados do 4T14, no dia 26 de março de 2015.

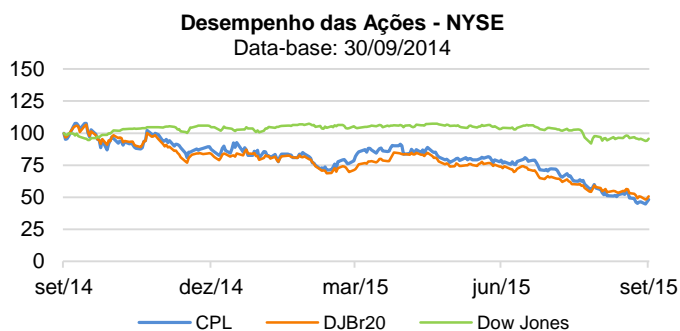
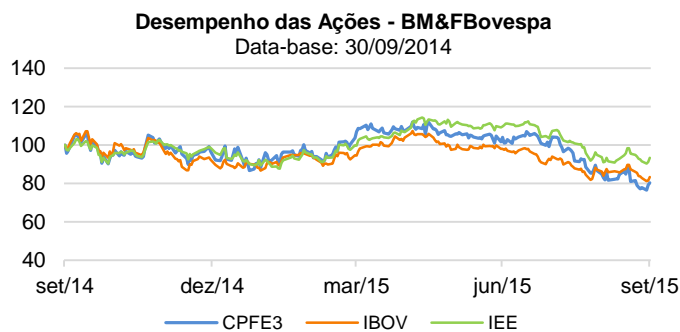
## 8) MERCADO DE CAPITALIS

### 8.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 31,9% (até 30 de setembro de 2015) 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.

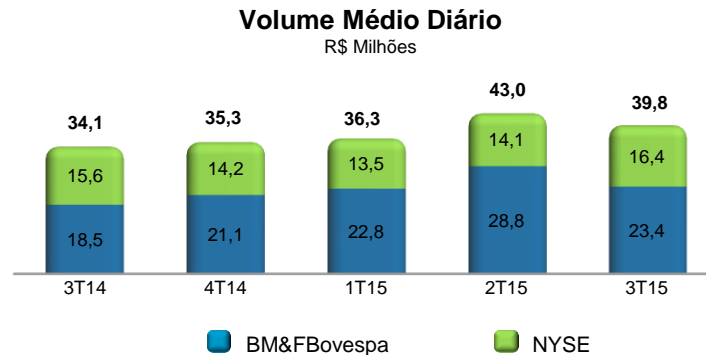
Data	BM&FBovespa			NYSE		
	CPFE3	IEE	IBOV	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/09/2014	R\$ 18,52	27.596	54.115	\$ 15,55	24.025	17.043
30/06/2015	R\$ 19,25	30.253	53.080	\$ 12,25	17.771	17.620
30/09/2015	R\$ 14,87	25.775	45.059	\$ 7,50	12.159	16.285
<b>Δ 3T15</b>	<b>-22,8%</b>	<b>-14,8%</b>	<b>-15,1%</b>	<b>-38,8%</b>	<b>-31,6%</b>	<b>-7,6%</b>
<b>Δ 12 Meses</b>	<b>-19,7%</b>	<b>-6,6%</b>	<b>-16,7%</b>	<b>-51,8%</b>	<b>-49,4%</b>	<b>-4,4%</b>

Em 30 de setembro de 2015, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 14,87 por ação na BM&FBovespa e US\$ 7,50 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma desvalorização no trimestre de 22,8% e 38,8%, respectivamente. Em doze meses, a desvalorização da ação foi de 19,7% na BM&FBovespa e da ADR de 51,8% na NYSE.



## 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 3T15 foi de R\$ 39,8 milhões, sendo R\$ 23,4 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 16,4 milhões na NYSE, representando um aumento de 16,7% em relação ao 3T14. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 35,5%, passando de uma média diária de 4.471 negócios, no 3T14, para 6.059 negócios, no 3T15.



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

## 9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia (“CPFL” ou “Companhia”) e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2014, a CPFL completou 10 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRS Nível III, segmento de listagem diferenciado que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração (“Conselho”), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros externos, um deles Conselheiro Independente, cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, suas principais obrigações e direitos, subordinados à liderança do Presidente do Conselho.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), todos coordenados por um conselheiro, que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

Como forma de assegurar que as melhores práticas permeiem as atividades do Conselho e seu relacionamento com a Companhia, ao mesmo tempo em que os conselheiros mantenham o foco na sua função de fórum central das decisões, constituiu, em 2006, a Assessoria do Conselho de Administração, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho, cuja denominação da área foi alterada, em 2015, para Assessoria de Governança Corporativa.

A Assessoria é um órgão que atua como guardião das boas práticas, visando assegurar a adesão às Diretrizes de Governança; a agilidade da comunicação entre a Companhia e os conselheiros; a

qualidade e a tempestividade das informações; a integração e avaliação dos conselheiros de administração e fiscais; o constante aperfeiçoamento dos processos de governança e o relacionamento institucional com agentes e entidades de governança.

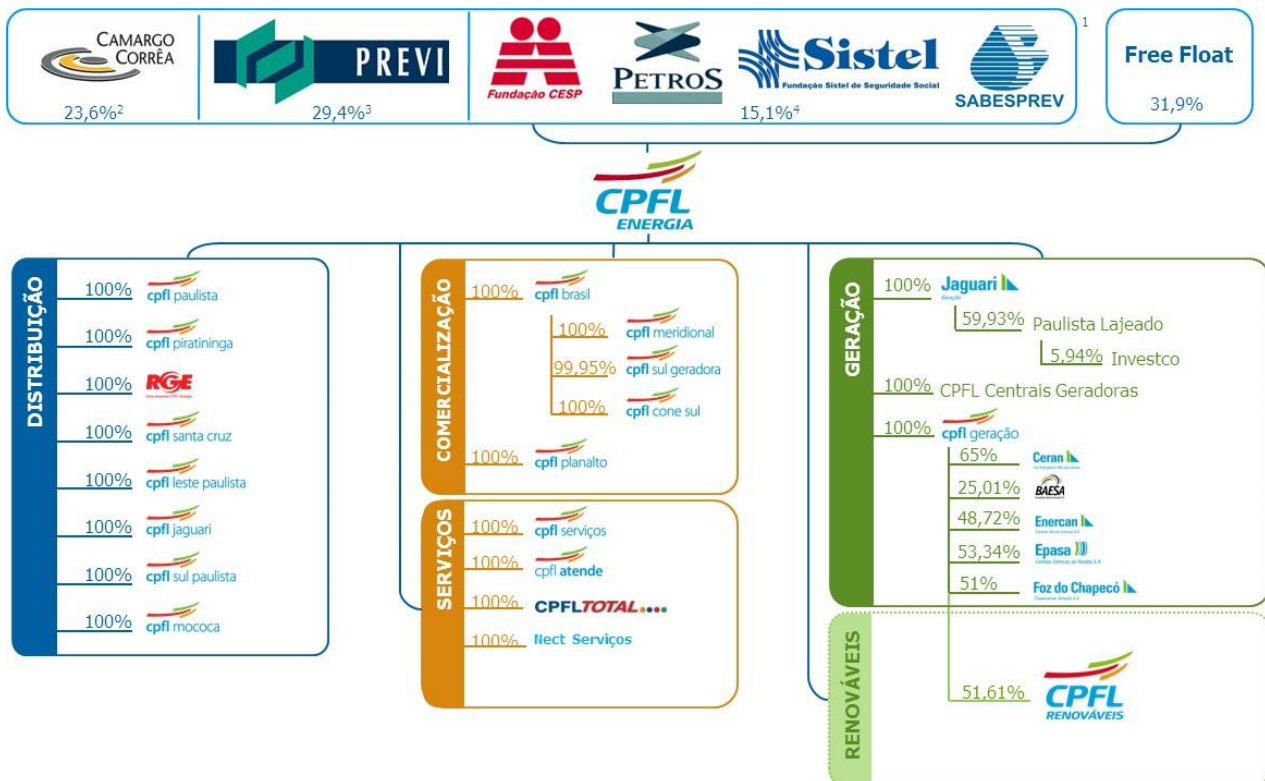
A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente, passando de 5 (cinco) para 6 (seis) Diretores vice-presidentes e alinhados ao nosso Programa de Sucessão. Todos os diretores vice-presidentes possuem mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, além de ocuparem posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL e indicarem os seus respectivos diretores estatutários. Com a reorganização, a CPFL Energia visa criar as bases necessárias para consolidar-se como líder do setor elétrico brasileiro, buscando sempre a gestão eficiente de seus ativos e oportunidades de geração de valor sustentável para todos os seus *stakeholders*.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 5 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## 10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2015

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



Notas:

(1) Acionistas controladores;

(2) Inclui 3,0% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;

(3) Inclui 0,3% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Bonaire Participações S.A.;

(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)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>7.382.233</b>	<b>4.333.650</b>	<b>70,3%</b>	<b>21.631.641</b>	<b>12.539.210</b>	<b>72,5%</b>
<b>Receita Operacional Bruta Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>7.382.233</b>	<b>4.085.409</b>	<b>80,7%</b>	<b>21.631.641</b>	<b>12.189.901</b>	<b>77,5%</b>
<b>Receita Operacional Líquida (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.802.257</b>	<b>3.063.747</b>	<b>24,1%</b>	<b>12.009.281</b>	<b>8.875.832</b>	<b>35,3%</b>
<b>Receita Operacional Líquida Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>3.802.257</b>	<b>2.850.198</b>	<b>33,4%</b>	<b>12.039.281</b>	<b>8.604.619</b>	<b>39,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.809.436)	(2.221.499)	26,5%	(9.249.663)	(6.541.338)	41,4%
Custos e Despesas Operacionais	(796.755)	(705.497)	12,9%	(2.448.394)	(2.121.835)	15,4%
Resultado do Serviço	443.626	350.112	26,7%	1.047.049	820.889	27,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(2)</sup></b>	<b>561.337</b>	<b>466.424</b>	<b>20,3%</b>	<b>1.405.035</b>	<b>1.165.877</b>	<b>20,5%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(3)</sup></b>	<b>561.337</b>	<b>518.409</b>	<b>8,3%</b>	<b>1.484.847</b>	<b>1.476.416</b>	<b>0,6%</b>
Resultado Financeiro	(125.351)	(183.317)	-31,6%	(254.443)	(295.024)	-13,8%
Lucro Antes da Tributação	318.274	166.795	90,8%	792.606	525.865	50,7%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>201.007</b>	<b>97.420</b>	<b>106,3%</b>	<b>511.469</b>	<b>317.573</b>	<b>61,1%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(4)</sup></b>	<b>201.007</b>	<b>142.665</b>	<b>40,9%</b>	<b>564.145</b>	<b>566.449</b>	<b>-0,4%</b>

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 financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos 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 12.12.

#### 11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 3T15, foi contabilizado um total de ativos e passivos financeiros setoriais no montante de R\$ 660 milhões (líquidos de PIS e Cofins). Em 30 de setembro de 2015, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era de R\$ 2.302 milhões (R\$ 1.907 milhões, excluído o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas).

#### 11.1.1.2) 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\$ 7.382 milhões, um aumento de 70,3% (R\$ 3.049 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 56,7% (R\$ 2.286 milhões) na receita com venda de energia (cativo + TUSD), em decorrência do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T14 e 3T15 (em virtude dos reajustes tarifários anuais, da aplicação das bandeiras tarifárias e da adoção da

RTE a partir de março de 2015) e da redução de 5,3% no volume de vendas na área de concessão;

- Contabilização de R\$ 728 milhões de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais;
- Aumento de R\$ 58 milhões no aporte de CDE (subsídios tarifários);

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 13 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de R\$ 10 milhões em Outras Receitas e Rendas.

A receita operacional bruta gerencial registrou um aumento de 80,7% (R\$ 3.297 milhões) no 3T15. O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 248 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a pagar no 3T14.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 3.580 milhões, representando um aumento de 181,9% (R\$ 2.310 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- de 52,9% no ICMS (R\$ 401 milhões);
- de 78,1% no PIS e Cofins (R\$ 301 milhões), devido principalmente ao aumento de faturamento no período e à variação nos créditos de PIS e Cofins, devido a um menor crédito tomado no 3T15, em consonância com a Lei nº 12.973/14, que alterou as regras de tomada de crédito a partir de 2015;
- de 1489,2% na CDE (R\$ 1.098 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE;
- de 29,6% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 8 milhões);
- contabilização de outros encargos do consumidor, referente às bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 501 milhões);
- de R\$ 4 milhões da taxa de fiscalização da Aneel, que em 2014 estava registrada em Outras Despesas;

Parcialmente compensados pela redução:

- de 13,9% no PROINFA (R\$ 3 milhões).

As deduções gerenciais da receita operacional bruta registraram um aumento de 189,8% (R\$ 2.345 milhões) no 3T15. O aumento das deduções gerenciais da receita bruta se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 35 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber no 3T14.

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 3.802 milhões no 3T15, representando um aumento de 24,1% (R\$ 739 milhões). A receita operacional líquida gerencial registrou um aumento de 33,4% (R\$ 952 milhões) no 3T15.

### 11.1.1.3) 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\$ 2.809 milhões no 3T15, representando um aumento de 26,5% (R\$ 588 milhões). O custo com energia elétrica gerencial registrou um aumento de 43,6% (R\$ 853 milhões) no 3T15:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) atingiu R\$ 2.382 milhões no 3T15, o que representa um aumento de 10,4% (R\$ 225 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 128,0% no custo com energia de Itaipu (R\$ 443 milhões), decorrente principalmente do aumento de 132,4% no preço médio de compra (de R\$ 131,55/MWh

- no 3T14 para R\$ 305,77/MWh no 3T15), parcialmente compensado pela redução de 1,9% (50 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Contabilização do aporte da conta ACR no 3T14, no montante de R\$ 205 milhões, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas;  
Parcialmente compensado por:
  - (iii) Redução de 15,9% no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 327 milhões), devido principalmente às reduções de 15,8% no preço médio de compra (de R\$ 227,96/MWh no 3T14 para R\$ 191,87/MWh no 3T15) e de 0,1% (7 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iv) Redução de 63,8% no custo com energia de curto prazo (R\$ 72 milhões), decorrente principalmente das reduções de 2,2% na quantidade de energia comprada (4 GWh) e de 63,0% no preço médio de compra (de R\$ 660,72/MWh no 3T14 para R\$ 244,48/MWh no 3T15 – PLD médio observado);
  - (v) Redução de 1,1% no custo com PROINFA (R\$ 1 milhão), devido principalmente à redução de 7,8% (21 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 7,2% no preço médio de compra (de R\$ 250,04/MWh no 3T14 para R\$ 268,07/MWh no 3T15);
  - (vi) Aumento de 10,5% (R\$ 23 milhões) nos créditos de PIS e Cofins (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- O custo da energia comprada para revenda gerencial registrou um aumento de 25,0% (R\$ 476 milhões) no 3T15. O aumento do custo da energia comprada para revenda gerencial se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 251 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber no 3T14;
  - Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 428 milhões no 3T15, o que representa um aumento de 558,2% (R\$ 363 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 313 milhões), passando de uma receita de R\$ 152 milhões no 3T14 para um custo de R\$ 161 milhões no 3T15, em função da redução do PLD;
    - (ii) Contabilização de encargos de energia de reserva – EER no 3T15, no montante de R\$ 96 milhões, pago no 3T15 e não observado no 3T14;
    - (iii) Aumento de R\$ 8 milhões nos encargos de conexão, de uso do sistema de distribuição e de transporte de Itaipu;  
Parcialmente compensados por:
    - (iv) Redução de 8,8% nos encargos da rede básica (R\$ 17 milhões);
    - (v) Aumento de 558,2% nos créditos de PIS e Cofins (reductor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 37 milhões).
  - Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais registraram um aumento de 750,9% (R\$ 377 milhões) no 3T15. O aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 15 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber no 3T14.

#### 11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 797 milhões no 3T15, comparado a R\$ 705 milhões no 3T14, um aumento de 12,9% (R\$ 91 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais atingiram R\$ 797 milhões no 3T15, comparado a R\$ 706 milhões no 3T14, um aumento

de 12,9% (R\$ 91 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 35,0% (R\$ 4 milhões) no item Entidade de Previdência Privada;
  - Aumento de 1,2% (R\$ 1 milhão) no item Depreciação e Amortização;
  - Aumento de 16,0% (R\$ 34 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\$ 248 milhões no 3T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
  - O PMSO (IFRS) atingiu R\$ 415 milhões no 3T15, comparado a R\$ 364 milhões no 3T14, registrando um aumento de 14,1% (R\$ 51 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
    - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 10,9% (R\$ 16 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
    - (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 24,5% (R\$ 5 milhões);
    - (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 14,9% (R\$ 17 milhões). Na CPFL Paulista (R\$ 11 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 4 milhões) e RGE (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao aumento nas despesas com manutenção do sistema elétrico, máquinas e equipamentos, leitura de medidores e uso, entrega e cobrança de fatura, combate à fraude e recuperação de inadimplência;
    - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram um aumento de 16,3% (R\$ 13 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
      - ✓ Aumento de 48,2% (R\$ 13 milhões) nas despesas legais, judiciais e indenizações;
      - ✓ Aumento de 131,2% (R\$ 18 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Parcialmente compensado pelo:
- ✓ Contabilização de R\$ 3 milhões referentes à taxa de fiscalização da Aneel no 3T14. Esta taxa passou a ser contabilizada em deduções da receita a partir de 2015;
  - ✓ Contabilização de R\$ 2 milhões referentes às doações, contribuições e subvenções no 3T14;
  - ✓ Redução de R\$ 13 milhões em outras despesas.

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões)				
	3T15	3T14	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(163,4)	(147,4)	(16,0)	10,9%
Material	(26,2)	(21,0)	(5,2)	24,5%
Serviços de Terceiros	(133,4)	(116,1)	(17,3)	14,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(92,3)	(79,3)	(13,0)	16,4%
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(415,3)</b>	<b>(363,8)</b>	<b>(51,5)</b>	<b>14,1%</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>				
Pessoal	-	-		
Material	-	-		
Serviços de Terceiros	-	-		
Outros Custos/Despesas Operacionais	-	(0,0)		
<b>Total Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B)</b>	<b>-</b>	<b>(0,0)</b>	<b>0,0</b>	<b>-100,0%</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(163,4)	(147,4)	(16,0)	10,9%
Material	(26,2)	(21,0)	(5,2)	24,5%
Serviços de Terceiros	(133,4)	(116,1)	(17,3)	14,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(92,3)	(79,3)	(13,0)	16,3%
<i>PDD</i>	<i>(31,3)</i>	<i>(13,5)</i>	<i>(17,7)</i>	<i>131,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(41,2)</i>	<i>(27,8)</i>	<i>(13,4)</i>	<i>48,2%</i>
<i>Outros</i>	<i>(19,8)</i>	<i>(38,0)</i>	<i>18,2</i>	<i>-47,9%</i>
<b>Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(415,3)</b>	<b>(363,8)</b>	<b>(51,4)</b>	<b>14,1%</b>

### 11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 561 milhões no 3T15, registrando um aumento de 20,3% (R\$ 95 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** atingiu R\$ 561 milhões no 3T15, comparado a R\$ 518 milhões no 3T14, um aumento de 8,3% (R\$ 43 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>561</b>	<b>466</b>	<b>20,3%</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios (B)</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA Gerencial (A + B)</b>	<b>561</b>	<b>518</b>	<b>8,3%</b>



### 11.1.1.6) Resultado Financeiro

No 3T15, o resultado financeiro líquido (IFRS) foi uma despesa financeira líquida de R\$ 125 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 183 milhões no 3T14, registrando uma redução de 31,6% (R\$ 58 milhões). O resultado financeiro líquido gerencial no 3T15 foi uma despesa financeira líquida também de R\$ 125 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 167 milhões no 3T14, registrando uma redução de 24,8% (R\$ 41 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira (IFRS): aumento de 316,1% (R\$ 229 milhões), passando de R\$ 73 milhões no 3T14 para R\$ 302 milhões no 3T15. Receita Financeira Gerencial: aumento de 206,3% (R\$ 203 milhões), passando de R\$ 99 milhões no 3T14 para R\$ 302 milhões no 3T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de R\$ 146 milhões no ativo financeiro da concessão, passando de uma despesa de R\$ 21 milhões no 3T14 para uma receita de R\$ 125 milhões no 3T15, sendo que R\$ 72 milhões referem-se à atualização do ativo financeiro da concessão em função do 4º Ciclo da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga, para recomposição de sua Base de Remuneração;
  - (ii) Atualizações de ativo financeiro setorial (R\$ 29 milhões);
  - (iii) Aumento de R\$ 24 milhões em atualizações monetárias e cambiais, devido (i) ao aumento nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores (R\$ 12 milhões), e (ii) à atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel (R\$ 12 milhões);
  - (iv) Aumento nos acréscimos e multas moratórias (R\$ 20 milhões), devido ao aumento dos recebíveis sobre os atrasos nos recebimentos das faturas de energia, por conta do aumento na tarifa;
  - (v) Aumento de 45,1% (R\$ 7 milhões) na atualização de depósitos judiciais;  
Parcialmente compensados por:
    - (vi) Redução de 5,7% (R\$ 2 milhões) nas rendas de aplicações financeiras, em virtude da redução do saldo de aplicações;
    - (vii) PIS e Cofins sobre receita financeira (R\$ 16 milhões);
    - (viii) Redução de R\$ 4 milhões em outras receitas financeiras.
- Despesa Financeira (IFRS): aumento de 67,0% (R\$ 171 milhões), passando de R\$ 256 milhões no 3T14 para R\$ 427 milhões no 3T15. Despesa Financeira Gerencial: aumento de 61,0% (R\$ 162 milhões), passando de R\$ 265 milhões no 3T14 para R\$ 427 milhões no 3T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 27,9% (R\$ 37 milhões) nos encargos de dívidas, devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida e do estoque de dívida;
  - (ii) Aumento de 118,0% (R\$ 79 milhões) em atualizações monetárias e cambiais;
  - (iii) Efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 97 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional;  
Parcialmente compensados por:
    - (iv) Efeito da marcação a mercado no 3T15 nas operações sob a lei 4.131 - Efeito não caixa (R\$ 35 milhões);
    - (v) Atualizações de ativo financeiro setorial (R\$ 10 milhões);
    - (vi) Redução de R\$ 7 milhões em outras despesas financeiras.

### 11.1.1.7) Lucro Líquido

No 3T15, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 201 milhões, registrando um aumento de 106,3% (R\$ 104 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 201 milhões no 3T15, comparado a R\$ 143 milhões no 3T14, um aumento de 40,9% (R\$ 58 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
Lucro Líquido - IFRS (A)	201	97	106,3%
(+) Ativos e Passivos Regulatórios (B)	-	45	-
Lucro Líquido Gerencial (A + B)	201	143	40,9%

### 11.1.2) Reajuste Tarifário Anual

Datas dos Reajustes Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	22 de março*
CPFL Leste Paulista	22 de março*
CPFL Jaguari	22 de março*
CPFL Sul Paulista	22 de março*
CPFL Mococa	22 de março*
CPFL Paulista	8 de abril
RGE	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

\* A Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, propõe que a data das revisões sejam alteradas para 22 de março, a data atual dos reajustes dessas empresas é 6 de fevereiro.

#### RGE

Em 16 de junho de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.896, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 33,48%, sendo 24,99% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,50% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário. Como o RTA substitui a RTE, esse reajuste corresponde a um efeito médio de -3,76% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 24,13% e da Parcela B de 0,86%. O fim dos contratos bilaterais ao término de 2014 e a valorização da compra de energia do 18º Leilão de Ajuste, que teve impacto menor do que o considerado na RTE, foram os motivos do reajuste negativo da tarifa no mercado cativo. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2015.

#### CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.871, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 41,45%, sendo 37,31% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,14% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário. Como o RTA substitui a RTE, esse reajuste corresponde a um efeito médio de 4,67% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos

Setoriais) no reajuste foi de 36,85% e da Parcela B de 0,46%. O cálculo levou em consideração a Revisão Tarifária Extraordinária, ocorrida em fevereiro de 2015. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

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

Em 03 de fevereiro de 2015, a Aneel homologou os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2015 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
<b>Resolução Homologada</b>	<b>1.849</b>	<b>1.851</b>	<b>1.853</b>	<b>1.852</b>	<b>1.850</b>
IRT Econômico	28,9%	30,2%	40,1%	28,8%	22,0%
Componentes Financeiros	-5,6%	-5,4%	-1,6%	-8,0%	12,7%
<b>IRT Total</b>	<b>23,3%</b>	<b>24,9%</b>	<b>38,5%</b>	<b>20,8%</b>	<b>34,7%</b>
<b>Efeito Médio</b>	<b>28,3%</b>	<b>28,4%</b>	<b>45,7%</b>	<b>24,6%</b>	<b>28,0%</b>

As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2015.

## CPFL Piratininga

Em 21 de outubro de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.810, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 19,73%, sendo 15,81% relativos ao Reajuste Tarifário e 3,92% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,43% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 15,50% e da Parcela B de 0,31%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2014.

### 11.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas as distribuidoras do Grupo CPFL. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessionárias frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio e da tarifa, adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; (iv) exclusão do componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação; e (v) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Para as distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a RTE foi necessária para contemplar a nova quota CDE de 2015, adequar a taxa de câmbio para pagamento da energia comprada da Usina de Itaipu, e excluir o componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação, pois os demais itens já haviam sido contemplados no Reajuste Tarifário Anual – RTA de 3 de fevereiro. As novas tarifas entraram em vigor em 02 de março de 2015.

As revisões tarifárias extraordinárias são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
Energia	17,1%	7,7%	1,2%	0,8%	2,6%	1,7%	-4,1%	3,3%
Encargos	18,4%	24,0%	15,0%	20,5%	20,2%	17,4%	13,2%	26,0%
<b>Efeito Médio Consumidor</b>	<b>37,2%</b>	<b>32,3%</b>	<b>16,6%</b>	<b>22,0%</b>	<b>23,0%</b>	<b>19,5%</b>	<b>10,0%</b>	<b>29,8%</b>

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

O efeito da retificação das revisões tarifárias extraordinárias em relação às RTEs originalmente homologadas é demonstrado, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
<b>Efeito Médio Consumidor</b>	-4,1%	-4,0%	-5,0%	-4,2%	-4,6%

#### 11.1.4) Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Leste Paulista	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Jaguarí	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Sul Paulista	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Mococa	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2018	4º CRTP
CPFL Piratininga	A cada 5 anos	Outubro de 2020	5º CRTP

\* A Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, propôs que a data das revisões sejam alteradas para Março/2016. A data atual dos reajustes desta empresas é fev/2016

##### 11.1.4.1) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CPFL Piratininga

Em outubro de 2015 a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. Os fatores que mais influenciaram nesse cálculo foram a inclusão da remuneração de obrigações especiais, aumento do WACC de 7,50% para 8,09% e o aumento da BRR líquida. Assim, a parcela B teve um aumento de 5,31%, se comparada à parcela B que compunha a tarifa anterior (de R\$ 717 milhões para R\$ 755 milhões). Sobre o montante de CVAs acumulado, o repasse determinado pela agência foi de R\$ 475 milhões. Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015, o efeito médio para o consumidor será de 21,11%, composto da seguinte forma: Parcela A (7,13%), Parcela B (0,93%) e componentes financeiros (13,05%). O impacto médio nas contas dos

consumidores será de 16,60% nos clientes de alta tensão e 24,81% nos clientes de baixa tensão.

Na tabela abaixo temos as principais informações sobre o resultado final da revisão tarifária periódica da CPFL Piratininga:

4º Ciclo de Revisão Tarifária - CPFL Piratininga	
Descrição	Valor (R\$ Milhões)
Base de Remuneração Bruta (A)	3.020
Taxa de Depreciação (B)	3,65%
IRR (C = A x B)	110
Base de Remuneração Líquida (D)	1.906
WACC antes dos impostos (E)	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	234
Obrigações Especiais (G)	10
EBITDA Regulatório (H = C + E + G)	354
OPEX= CAOM <sup>1</sup> + CAIMI <sup>2</sup> (I)	447
Parcela B (J = H + I)	801
Outras Receitas (K)	46
Parcela B Ajustada (L = J - K)	755
Parcela A (M)	3.649
Receita Requerida (N = L + M)	4.404

Notas

(1) Custo de Administração, Operação e Manutenção;

(2) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

## 11.1.5) Indicadores Operacionais

### 11.1.5.1) DEC e FEC

A CPFL Energia 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.

Empresa	Indicadores* DEC e FEC													
	DEC							FEC						
	2011	2012	2013	2014	3T14	3T15	ANEEL	2011	2012	2013	2014	3T14	3T15	ANEEL
CPFL Paulista	6,77	7,48	7,14	6,93	<b>6,89</b>	<b>6,83</b>	<b>8,07</b>	5,36	5,37	4,73	4,89	<b>4,72</b>	<b>4,57</b>	<b>7,27</b>
CPFL Piratininga	6,44	5,66	7,44	6,98	<b>7,35</b>	<b>6,80</b>	<b>7,25</b>	4,87	4,24	4,58	4,19	<b>4,72</b>	<b>4,10</b>	<b>6,43</b>
RGE	15,19	14,61	17,35	18,77	<b>17,93</b>	<b>17,12</b>	<b>13,66</b>	9,44	8,94	9,04	9,14	<b>8,85</b>	<b>8,73</b>	<b>10,80</b>
CPFL Santa Cruz	8,43	5,28	6,97	6,74	<b>7,61</b>	<b>6,68</b>	<b>10,19</b>	8,15	5,83	6,82	5,29	<b>6,61</b>	<b>6,03</b>	<b>10,07</b>
CPFL Leste Paulista	9,66	8,26	7,58	8,48	<b>7,89</b>	<b>8,15</b>	<b>10,58</b>	6,17	6,57	6,33	6,30	<b>6,76</b>	<b>5,96</b>	<b>9,29</b>
CPFL Sul Paulista	9,06	10,80	9,08	9,69	<b>9,58</b>	<b>9,15</b>	<b>10,40</b>	5,10	9,10	6,72	7,02	<b>7,43</b>	<b>6,29</b>	<b>9,20</b>
CPFL Jaguari	7,00	4,49	5,92	5,41	<b>5,42</b>	<b>6,18</b>	<b>8,50</b>	5,73	4,66	5,43	4,32	<b>4,53</b>	<b>4,55</b>	<b>8,00</b>
CPFL Mococa	5,95	5,83	4,86	6,88	<b>5,76</b>	<b>7,36</b>	<b>10,59</b>	5,24	5,69	4,93	7,31	<b>6,26</b>	<b>6,60</b>	<b>9,79</b>

\* Valores anualizados

### 11.1.5.2) Perdas

Abaixo podemos visualizar como foi o desempenho das distribuidoras do grupo CPFL ao longo de doze meses:

Perdas Acumuladas em 12 Meses	Perda Técnica					Perda Não-Técnica					Total				
	dez/14	mar/15	jun/15	set/15	ANEEL	dez/14	mar/15	jun/15	set/15	ANEEL	dez/14	mar/15	jun/15	set/15	ANEEL
CPFL Paulista	6,05%	6,10%	6,22%	6,32%	<b>6,32%</b>	2,37%	2,24%	2,03%	2,30%	<b>1,96%</b>	8,43%	8,34%	8,25%	8,61%	<b>8,28%</b>
CPFL Pratinga*	4,26%	4,16%	4,17%	4,19%	<b>4,79%</b>	2,13%	2,12%	1,99%	2,10%	<b>1,51%</b>	6,39%	6,28%	6,16%	6,29%	<b>6,30%</b>
RGE	8,07%	7,85%	7,85%	7,87%	<b>7,28%</b>	1,38%	1,79%	1,27%	1,53%	<b>1,87%</b>	9,44%	9,64%	9,12%	9,39%	<b>9,15%</b>
CPFL Santa Cruz	7,78%	7,64%	7,91%	8,11%	<b>7,93%</b>	0,19%	1,25%	0,54%	1,30%	<b>0,55%</b>	7,97%	8,89%	8,45%	9,41%	<b>8,48%</b>
CPFL Leste Paulista	8,53%	8,50%	8,56%	8,40%	<b>8,10%</b>	2,83%	2,60%	2,70%	3,14%	<b>1,44%</b>	11,36%	11,09%	11,26%	11,54%	<b>9,54%</b>
CPFL Sul Paulista	7,23%	6,90%	6,98%	7,14%	<b>6,70%</b>	0,46%	0,91%	0,77%	0,32%	<b>0,35%</b>	7,68%	7,81%	7,75%	7,46%	<b>7,05%</b>
CPFL Jaguari	3,87%	3,70%	3,73%	3,64%	<b>3,14%</b>	0,22%	0,57%	0,53%	0,58%	<b>0,41%</b>	4,09%	4,26%	4,25%	4,22%	<b>3,55%</b>
CPFL Mococa	7,66%	7,72%	7,85%	7,70%	<b>9,49%</b>	1,89%	1,38%	1,23%	1,79%	<b>0,00%</b>	9,54%	9,10%	9,08%	9,49%	<b>9,49%</b>

\* Para o 4º CRTP, a ANEEL definiu os seguintes valores para a CPFL Pratinga: Perdas técnicas de 5,5% e Perdas não-Técnicas de 1,4%, o que resulta em uma perda total de 6,9%.

Já as perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão evoluíram conforme o quadro abaixo:

Perdas Acumuladas em 12 Meses	Perdas Não-Técnicas sobre BT			
	dez/14	mar/15	jun/15	set/15
CPFL Paulista	5,61%	5,28%	4,78%	5,40%
CPFL Pratinga	6,43%	6,35%	5,92%	6,22%
RGE	3,49%	4,52%	3,16%	3,80%
CPFL Santa Cruz	0,36%	2,39%	1,03%	2,53%
CPFL Leste Paulista	4,92%	4,49%	4,68%	5,49%
CPFL Sul Paulista	1,20%	2,38%	2,04%	0,85%
CPFL Jaguari	0,86%	2,25%	2,07%	2,30%
CPFL Mococa	3,31%	2,40%	2,13%	3,10%

### 11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Receita Operacional Bruta	592.564	733.794	-19,2%	1.757.583	1.951.024	-9,9%
Receita Operacional Líquida	526.345	655.625	-19,7%	1.556.882	1.736.394	-10,3%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>38.081</b>	<b>69.937</b>	<b>-45,5%</b>	<b>126.525</b>	<b>216.708</b>	<b>-41,6%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>35.084</b>	<b>45.728</b>	<b>-23,3%</b>	<b>104.141</b>	<b>143.434</b>	<b>-27,4%</b>

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 nº 527/12.

#### Receita Operacional

No 3T15, a receita operacional bruta atingiu R\$ 593 milhões, representando uma redução de 19,2% (R\$ 141 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 526 milhões, representando uma redução de 19,7% (R\$ 129 milhões).

#### EBITDA

No 3T15, o EBITDA foi de R\$ 38 milhões, uma redução de 45,5% (R\$ 32 milhões).

## Lucro Líquido

No 3T15, o lucro líquido foi de R\$ 35 milhões, uma redução de 23,3% (R\$ 11 milhões).

### 11.3) Segmento de Geração Convencional

#### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	273.365	342.291	-20,1%	788.616	929.468	-15,2%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>248.693</b>	<b>315.126</b>	<b>-21,1%</b>	<b>719.207</b>	<b>865.800</b>	<b>-16,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(76.991)	(171.345)	-55,1%	(177.356)	(302.069)	-41,3%
Custos e Despesas Operacionais	(54.272)	(51.399)	5,6%	(157.365)	(158.529)	-0,7%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>193.245</b>	<b>111.173</b>	<b>73,8%</b>	<b>606.333</b>	<b>598.574</b>	<b>1,3%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>43.254</b>	<b>(26.739)</b>		<b>165.122</b>	<b>171.139</b>	<b>-3,5%</b>

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Gerencial <sup>(1)</sup> (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	543.605	692.100	-21,5%	1.617.593	1.962.302	-17,6%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>494.720</b>	<b>632.644</b>	<b>-21,8%</b>	<b>1.472.036</b>	<b>1.807.847</b>	<b>-18,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(102.442)	(267.098)	-61,6%	(279.967)	(489.301)	-42,8%
Custos e Despesas Operacionais	(175.006)	(259.791)	-32,6%	(536.066)	(698.399)	-23,2%
Resultado do Serviço	217.273	105.756	105,4%	656.003	620.148	5,8%
<b>EBITDA</b>	<b>276.754</b>	<b>164.531</b>	<b>68,2%</b>	<b>834.148</b>	<b>796.299</b>	<b>4,8%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>324.268</b>	<b>266.429</b>	<b>21,7%</b>	<b>1.130.553</b>	<b>960.467</b>	<b>17,7%</b>
Resultado Financeiro	(159.783)	(136.541)	17,0%	(447.234)	(390.409)	14,6%
Lucro Antes da Tributação	57.490	(30.785)		208.769	228.786	-8,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>43.709</b>	<b>(22.234)</b>		<b>150.455</b>	<b>150.127</b>	<b>0,2%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>75.068</b>	<b>45.019</b>	<b>66,7%</b>	<b>346.082</b>	<b>258.478</b>	<b>33,9%</b>

Notas:

- (1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);  
 (2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA de R\$ 48 milhões no 3T15 e R\$ 102 milhões no 3T14, e no Lucro Líquido de R\$ 31 milhões no 3T15 e R\$ 67 milhões no 3T14.

## Receita Operacional

No 3T15, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 544 milhões, uma redução de 21,5% (R\$ 148 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 495 milhões, registrando uma redução de 21,8% (R\$ 138 milhões).

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

- (i) Redução do ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 72 milhões). O ganho do 3T14 foi registrado na receita operacional; já o ganho do 3T15 foi registrado como redutor do custo com energia elétrica;
- (ii) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 85 milhões, refletindo o menor custo de aquisição de óleo combustível;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Incremento de receita decorrente dos reajustes de preços dos contratos de venda dos projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração) (R\$ 9 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

No 3T15, o custo com energia elétrica, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, foi de R\$ 102 milhões, uma redução de 61,6% (R\$ 165 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (reduzidor de custo) no 3T15 (R\$ 96 milhões). O ganho do 3T14 foi registrado na receita operacional;
- (ii) Custos com GSF de R\$ 48 milhões no 3T15, enquanto que no 3T14 esse custo foi de R\$ 102 milhões – **efeitos não-recorrentes**. Vale destacar que o contrato de venda de energia da UHE Serra da Mesa para Furnas isenta a CPFL Geração dos gastos com GSF. Estes montantes referem-se, portanto, aos demais projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 15 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiram R\$ 175 milhões no 3T15, comparados a R\$ 260 milhões no 3T14, uma redução de 32,6% (R\$ 85 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 115 milhões, registrando uma redução de 42,6% (R\$ 86 milhões), devido principalmente às reduções nas despesas (i) de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 91 milhões) (receita associada) e (ii) com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) (R\$ 1 milhão), parcialmente compensadas por outros efeitos (R\$ 7 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 59 milhões, um aumento de 1,2% (R\$ 1 milhão).



AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões)				
	3T15	3T14	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(8,5)	(8,0)	(0,4)	5,2%
Material	(0,8)	(0,4)	(0,4)	113,6%
Serviços de Terceiros	(4,0)	(4,2)	0,2	-3,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8,9)	(7,3)	(1,6)	22,3%
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(22,2)</b>	<b>(19,9)</b>	<b>(2,3)</b>	<b>11,8%</b>
<b>Consolidação Proporcional</b>				
Pessoal	(3,1)	(2,7)	(0,4)	15,5%
Material	(76,3)	(163,0)	86,7	-53,2%
Serviços de Terceiros	(4,9)	(6,2)	1,3	-20,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8,9)	(9,3)	0,4	-4,3%
<b>Total Consolidação Proporcional - (B)</b>	<b>(93,2)</b>	<b>(181,1)</b>	<b>87,9</b>	<b>-48,5%</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(11,5)	(10,7)	(0,8)	7,8%
Material	(77,1)	(163,4)	86,2	-52,8%
Serviços de Terceiros	(8,9)	(10,4)	1,4	-13,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17,8)	(16,6)	(1,2)	7,4%
<b>Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(115,4)</b>	<b>(201,0)</b>	<b>85,6</b>	<b>-42,6%</b>

## EBITDA

No 3T15, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 277 milhões, comparado a R\$ 165 milhões no 3T14, um aumento de 68,2% (R\$ 112 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 324 milhões no 3T15, comparado a R\$ 266 milhões no 3T14, um aumento de 21,7% (R\$ 58 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>193</b>	<b>111</b>	<b>73,8%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>84</b>	<b>53</b>	<b>56,5%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>48</b>	<b>102</b>	<b>-53,4%</b>
GSF ( <i>Generation Scaling Factor</i> )	48	102	-53,4%
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C)</b>	<b>324</b>	<b>266</b>	<b>21,7%</b>

## Resultado Financeiro

No 3T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 160 milhões, representando um aumento de 17,0% (R\$ 23 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 172 milhões no 3T14 para R\$ 203 milhões no 3T15 (aumento de 18,1% ou R\$ 31 milhões), devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida. Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 36 milhões no 3T14 para R\$ 44 milhões no 3T15 (aumento de 22,4% ou R\$ 8 milhões), devido ao aumento nas rendas de aplicações financeiras.

## Lucro Líquido

No 3T15, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 44 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 22 milhões no 3T14.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 75 milhões no 3T15, comparado a R\$ 45 milhões no 3T14, um aumento de 66,7% (R\$ 30 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	3T15	3T14	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>43</b>	<b>(27)</b>	<b>-261,8%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>-89,9%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>31</b>	<b>67</b>	<b>-53,4%</b>
GSF ( <i>Generation Scaling Factor</i> )	31	67	-53,4%
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)</b>	<b>75</b>	<b>45</b>	<b>66,7%</b>

## 11.4) CPFL Renováveis

### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>429.356</b>	<b>369.151</b>	<b>16,3%</b>	<b>1.133.817</b>	<b>940.466</b>	<b>20,6%</b>
Receita Operacional Líquida	401.894	344.208	16,8%	1.061.929	878.265	20,9%
Custo com Energia Elétrica	(44.415)	(66.169)	-32,9%	(231.099)	(271.289)	-14,8%
Custos e Despesas Operacionais	(198.147)	(166.111)	19,3%	(598.690)	(464.824)	28,8%
Resultado do Serviço	159.332	111.928	42,4%	232.140	142.152	63,3%
<b>EBITDA (IFRS)*</b>	<b>295.797</b>	<b>217.808</b>	<b>35,8%</b>	<b>629.302</b>	<b>454.188</b>	<b>38,6%</b>
Resultado Financeiro	(117.506)	(81.731)	43,8%	(336.243)	(229.007)	46,8%
Lucro antes da Tributação	41.825	30.196	38,5%	(104.102)	(86.855)	19,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>26.367</b>	<b>18.076</b>	<b>45,9%</b>	<b>(131.360)</b>	<b>(102.118)</b>	<b>28,6%</b>

\* O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Mil)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>223.165</b>	<b>217.168</b>	<b>2,8%</b>	<b>585.174</b>	<b>553.318</b>	<b>5,8%</b>
Receita Operacional Líquida	208.918	202.494	3,2%	548.072	516.722	6,1%
Custo com Energia Elétrica	(24.420)	(38.927)	-37,3%	(119.273)	(159.616)	-25,3%
Custos e Despesas Operacionais	(102.266)	(97.721)	4,7%	(308.990)	(273.474)	13,0%
Resultado do Serviço	82.233	65.846	24,9%	119.810	83.633	43,3%
<b>EBITDA*</b>	<b>152.664</b>	<b>128.135</b>	<b>19,1%</b>	<b>324.789</b>	<b>267.216</b>	<b>21,5%</b>
<b>EBITDA Gerencial</b>	<b>158.671</b>	<b>149.607</b>	<b>6,1%</b>	<b>384.138</b>	<b>351.284</b>	<b>9,4%</b>
Resultado Financeiro	(60.646)	(48.082)	26,1%	(173.538)	(134.735)	28,8%
Lucro antes da Tributação	21.586	17.764	21,5%	(53.728)	(51.102)	5,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>13.608</b>	<b>10.634</b>	<b>28,0%</b>	<b>(67.796)</b>	<b>(60.082)</b>	<b>12,8%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial</b>	<b>19.616</b>	<b>32.107</b>	<b>-38,9%</b>	<b>(8.447)</b>	<b>23.986</b>	<b>-135,2%</b>

\* O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização

## Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 3T15, 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) Incorporação dos ativos da DESA em outubro de 2014; e
- (ii) Início antecipado da operação do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW), em abril de 2015.

## Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a receita operacional bruta atingiu R\$ 223 milhões no 3T15, representando um aumento de 2,8% (R\$ 6 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 209 milhões, representando um aumento de 3,2% (R\$ 6 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citados acima), além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo do período.

## Custo com Energia Elétrica

No 3T15, o custo com energia elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 24 milhões, representando uma redução de 37,3% (R\$ 14 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) Menor impacto do GSF no montante de R\$ 5 milhões no 3T15, enquanto que no 3T14 esse custo foi de R\$ 21 milhões (**efeito não recorrente**);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Maior compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs que não estavam no MRE. No 3T15, as compras das PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro totalizaram R\$ 0,6 milhão, enquanto que no 3T14 as compras das PCHs Três Saltos, Americana e Socorro totalizaram R\$ 0,4 milhões (**efeito não recorrente**);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 1,0 milhão).

## Custos e Despesas Operacionais

No 3T15, os custos e despesas operacionais (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 102 milhões, representando um aumento de 4,7% (R\$ 4,5 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- PMSO, que atingiu R\$ 32 milhões, uma redução de 10,2% (R\$ 3,6 milhões). Os resultados referem-se principalmente:
  - (i) Redução de R\$ 3,0 milhões referente aos custos de incorporação da DESA no 3T14 (serviços de consultorias, honorários advocatícios);
  - (ii) Direito a recebimento parcial de R\$ 2,3 milhões referente ao seguro da turbina da UTE Bio Pedra no 3T15<sup>1</sup>;
 Parcialmente compensado por:
  - (iii) Outros efeitos (R\$ 1,7 milhão).
- Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 70 milhões, um aumento de 13,1% (R\$ 8 milhões), devido principalmente à entrada em operação de novos ativos entre o 3T14 e 3T15.

Nota:

- (1) Para o cálculo dos números gerenciais da CPFL Energia, tal evento não foi considerado **não recorrente** por ser imaterial.

## EBITDA

No 3T15, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 153 milhões, aumento de 19,1% (R\$ 25 milhões). Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 159 milhões no 3T15, comparado a R\$ 149 milhões no 3T14, um aumento de 6,4% (R\$ 10 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)				
	3T15	3T14	Var.	Var. (%)
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>295.797</b>	<b>217.808</b>	<b>77.989</b>	<b>35,8%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(143.136)</b>	<b>(90.151)</b>	<b>(52.985)</b>	<b>58,8%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>6.007</b>	<b>21.473</b>	<b>(15.466)</b>	<b>-72,0%</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	6.007	21.473	(15.466)	-72,0%
<b>EBITDA Gerencial (A+B+C)</b>	<b>158.668</b>	<b>149.130</b>	<b>9.538</b>	<b>6,4%</b>

## Resultado Financeiro

No 3T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 61 milhões, representando um aumento de 26,1% (R\$ 13 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 62 milhões no 3T14 para R\$ 81 milhões no 3T15, um aumento de 31,8% (R\$ 19 milhões). Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 13 milhões no 3T14 para R\$ 20 milhões no 3T15, um aumento de 52,1% (R\$ 7 milhões). Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro foram a elevação do CDI médio e o aumento do saldo médio de caixa.

## Lucro Líquido

No 3T15, o **lucro líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 14 milhões, comparado a um **lucro líquido** de R\$ 11 milhões no 3T14, um aumento de 28,0% (R\$ 3 milhões). Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 20 milhões no 3T15, comparado a um **Lucro Líquido Gerencial** de R\$ 32 milhões no 3T14, uma redução de 38,8% (R\$ 12 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)				
	3T15	3T14	Var.	Var. (%)
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>26.367</b>	<b>18.076</b>	<b>8.291</b>	<b>45,9%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(12.759)</b>	<b>(7.482)</b>	<b>(5.278)</b>	<b>70,5%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>6.007</b>	<b>21.473</b>	<b>(15.466)</b>	<b>-72,0%</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	6.007	21.473	(15.466)	-72,0%
<b>Lucro Líquido Gerencial (A+B+C)</b>	<b>19.616</b>	<b>32.067</b>	<b>(12.452)</b>	<b>-38,8%</b>

### 11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Em setembro de 2015, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.802 MW de capacidade instalada em operação e 333 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (399 MW), 34 parques eólicos (1.032 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 11 parques eólicos (282 MW) e 2 PCHs (51 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.453 MW, perfazendo um portfólio total de 5.588 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	399	1.032	370	1	<b>1.802</b>
Em construção	51	282	-	-	<b>333</b>
Em desenvolvimento	190	2.720	-	544	<b>3.453</b>
<b>Total</b>	<b>639</b>	<b>4.034</b>	<b>370</b>	<b>545</b>	<b>5.588</b>

### Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que entrarão em operação, conforme previsto, a partir do 2T16. A potência instalada é de 231,0 MW e a garantia física é de 129,2 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre (preço: R\$ 166,60/MWh – setembro de 2015).

### PCH Mata Velha

A PCH Mata Velha, localizada no estado de Minas Gerais, encontra-se em fase de construção, sendo que está prevista para entrar em operação gradualmente a partir do 1S16. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova (leilão A-5), realizado em agosto de 2013 (preço: R\$ 143,30/MWh – setembro de 2015). Com a antecipação da obra, foi realizado um contrato bilateral (Mercado Livre) entre abril/2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.

### Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no estado do Ceará, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista

para o 1S18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do 18º Leilão de Energia Nova, realizado em 2014 (preço: R\$ 133,00/MWh – setembro de 2015).

### **PCH Boa Vista II**

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A potência instalada será de 26,5 MW e a garantia física de 14,8 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre (preço: R\$ 207,64/MWh – setembro de 2015).

## 12) ANEXOS

### 12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2014
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.033.374	4.357.455	4.000.285
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.350.246	2.251.124	2.420.487
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	40.442	54.483	28.315
Títulos e Valores Mobiliários	17.729	5.324	5.627
Tributos a Compensar	310.008	329.638	240.021
Derivativos	700.201	23.260	17.269
Ativo Financeiro Setorial	1.257.608	610.931	-
Estoques	24.224	18.505	23.292
Arrendamentos	13.020	12.396	12.365
Ativo Financeiro da Concessão	9.459	540.094	457.147
Outros Créditos	1.368.283	1.011.495	1.101.275
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>11.124.595</b>	<b>9.214.704</b>	<b>8.306.084</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	108.201	123.405	122.404
Coligadas, Controladas e Controladora	110.123	100.666	98.904
Depósitos Judiciais	1.199.922	1.162.477	1.156.776
Tributos a Compensar	145.079	144.383	156.890
Ativo Financeiro Setorial	1.044.407	321.788	-
Derivativos	1.770.333	584.917	382.855
Créditos Fiscais Diferidos	785.416	938.496	1.224.714
Arrendamentos	31.310	35.169	36.354
Ativo Financeiro da Concessão	3.897.319	2.834.522	2.663.725
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	500.367	388.828	282.872
Investimentos	1.216.690	1.098.769	1.160.714
Imobilizado	9.107.925	9.149.486	7.707.297
Intangível	8.699.525	8.930.171	8.484.962
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>28.733.271</b>	<b>25.929.732</b>	<b>23.595.118</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>39.857.866</b>	<b>35.144.436</b>	<b>31.901.202</b>

## 12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2014
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	2.252.811	2.374.147	1.945.959
Encargos de Dívidas	81.014	97.525	79.094
Encargos de Debêntures	262.914	293.108	299.939
Empréstimos e Financiamentos	2.769.337	1.093.500	987.145
Debêntures	230.747	2.042.075	1.879.120
Entidade de Previdência Privada	77.315	85.374	81.493
Taxas Regulamentares	1.478.920	43.795	44.083
Impostos, Taxas e Contribuições	646.556	436.267	432.988
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	13.745	19.086	440.465
Obrigações Estimadas com Pessoal	117.607	70.252	106.710
Derivativos	-	38	-
Passivo Financeiro Setorial	-	21.998	-
Uso do Bem Público	4.343	4.000	3.911
Outras Contas a Pagar	889.721	835.941	715.659
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>8.825.031</b>	<b>7.417.104</b>	<b>7.016.566</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	633	633	633
Encargos de Dívidas	103.939	60.717	48.589
Encargos de Debêntures	13.575	-	-
Empréstimos e Financiamentos	11.537.980	9.426.634	8.495.162
Debêntures	6.729.581	6.136.400	6.047.119
Entidade de Previdência Privada	337.839	518.386	295.642
Impostos, Taxas e Contribuições	-	-	15.315
Débitos Fiscais Diferidos	1.369.594	1.401.009	1.101.162
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	585.486	508.151	440.481
Derivativos	32.919	13.317	8.641
Uso do Bem Público	84.686	80.992	80.166
Outras Contas a Pagar	200.506	183.766	144.796
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>20.996.739</b>	<b>18.330.004</b>	<b>16.677.707</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	5.348.312	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	468.082	468.082	287.673
Reserva Legal	650.811	650.811	603.352
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	-	-	-
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	496.885	330.437	294.067
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	-	554.888	-
Resultado Abrangente Acumulado	247.642	145.893	376.782
Lucros Acumulados	417.120	-	116.646
	7.628.852	6.943.535	6.471.944
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.407.245	2.453.794	1.734.985
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>10.036.096</b>	<b>9.397.329</b>	<b>8.206.930</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>39.857.866</b>	<b>35.144.436</b>	<b>31.901.202</b>



## 12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	3T15	3T14	Varição	9M15	9M14	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	5.993.616	3.941.503	52,1%	17.205.460	11.409.432	50,8%
Suprimento de Energia Elétrica	811.481	909.123	-10,7%	2.730.703	2.270.563	20,3%
Receita com construção de infraestrutura	252.049	230.253	9,5%	767.769	636.053	20,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	727.814	-	-	2.311.969	-	-
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	860.087	530.588	62,1%	2.318.034	1.681.161	37,9%
	<b>8.645.047</b>	<b>5.611.467</b>	<b>54,1%</b>	<b>25.333.935</b>	<b>15.997.208</b>	<b>58,4%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.677.875)</b>	<b>(1.369.492)</b>	<b>168,6%</b>	<b>(9.914.147)</b>	<b>(3.934.240)</b>	<b>152,0%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.967.172</b>	<b>4.241.976</b>	<b>17,1%</b>	<b>15.419.789</b>	<b>12.062.968</b>	<b>27,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.692.119)	(2.577.963)	4,4%	(9.207.611)	(7.239.007)	27,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(447.923)	(82.893)	440,4%	(1.141.970)	(414.499)	175,5%
	<b>(3.140.041)</b>	<b>(2.660.856)</b>	<b>18,0%</b>	<b>(10.349.581)</b>	<b>(7.653.506)</b>	<b>35,2%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(237.429)	(213.360)	11,3%	(698.887)	(625.537)	11,7%
Material	(38.696)	(31.318)	23,6%	(105.822)	(88.122)	20,1%
Serviços de Terceiros	(142.723)	(127.021)	12,4%	(412.743)	(372.590)	10,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(103.613)	(94.858)	9,2%	(417.956)	(331.429)	26,1%
<i>PDD</i>	<i>(31.644)</i>	<i>(14.773)</i>	<i>114,2%</i>	<i>(94.109)</i>	<i>(61.005)</i>	<i>54,3%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(47.595)</i>	<i>(28.869)</i>	<i>64,9%</i>	<i>(197.169)</i>	<i>(108.304)</i>	<i>82,1%</i>
<i>Outros</i>	<i>(24.374)</i>	<i>(51.217)</i>	<i>-52,4%</i>	<i>(126.678)</i>	<i>(162.121)</i>	<i>-21,9%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(251.887)	(230.253)	9,4%	(766.605)	(636.053)	20,5%
Entidade de Previdência Privada	(16.347)	(12.045)	35,7%	(49.036)	(36.123)	35,7%
Depreciação e Amortização	(249.397)	(213.407)	16,9%	(719.004)	(631.742)	13,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(64.882)	(73.541)	-11,8%	(233.574)	(218.989)	6,7%
	<b>(1.104.974)</b>	<b>(995.803)</b>	<b>11,0%</b>	<b>(3.403.628)</b>	<b>(2.940.586)</b>	<b>15,7%</b>
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>1.080.323</b>	<b>859.568</b>	<b>25,7%</b>	<b>2.744.996</b>	<b>2.418.505</b>	<b>13,5%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>722.157</b>	<b>585.316</b>	<b>23,4%</b>	<b>1.666.580</b>	<b>1.468.876</b>	<b>13,5%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	420.915	170.686	146,6%	1.037.481	648.172	60,1%
Despesas	(767.451)	(545.666)	40,6%	(1.937.505)	(1.470.101)	31,8%
	<b>(346.537)</b>	<b>(374.980)</b>	<b>-7,6%</b>	<b>(900.024)</b>	<b>(821.929)</b>	<b>9,5%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	43.887	(12.696)	-445,7%	125.837	98.898	27,2%
Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(295)	-3,7%	(852)	(885)	-3,7%
	<b>43.603</b>	<b>(12.991)</b>	<b>-435,6%</b>	<b>124.985</b>	<b>98.013</b>	<b>27,5%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>419.223</b>	<b>197.345</b>	<b>112,4%</b>	<b>891.541</b>	<b>744.960</b>	<b>19,7%</b>
Contribuição Social	(40.337)	(29.428)	37,1%	(104.972)	(91.283)	15,0%
Imposto de Renda	(98.665)	(70.786)	39,4%	(273.798)	(236.850)	15,6%
	<b>(139.002)</b>	<b>(100.214)</b>	<b>39,4%</b>	<b>(378.770)</b>	<b>(328.133)</b>	<b>39,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>280.221</b>	<b>97.131</b>	<b>188,5%</b>	<b>512.771</b>	<b>416.827</b>	<b>23,0%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>267.613</i>	<i>96.041</i>	<i>178,6%</i>	<i>560.763</i>	<i>437.172</i>	<i>28,3%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>12.608</i>	<i>1.090</i>	<i>1056,8%</i>	<i>(47.992)</i>	<i>(20.344)</i>	<i>135,9%</i>

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

## 12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	5.989.513	3.693.262	62,2%	17.201.356	11.060.123	55,5%
Suprimento de Energia Elétrica	742.071	926.494	-19,9%	2.550.279	2.445.520	4,3%
Receita com construção de infraestrutura	252.049	230.253	9,5%	767.769	636.053	20,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	727.814	-	-	2.311.969	-	-
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	860.850	530.112	62,4%	2.316.682	1.678.350	38,0%
	<b>8.572.298</b>	<b>5.380.122</b>	<b>59,3%</b>	<b>25.148.055</b>	<b>15.820.047</b>	<b>59,0%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.675.579)</b>	<b>(1.340.204)</b>	<b>174,3%</b>	<b>(9.883.639)</b>	<b>(3.874.303)</b>	<b>155,1%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.896.719</b>	<b>4.039.918</b>	<b>21,2%</b>	<b>15.264.416</b>	<b>11.945.743</b>	<b>27,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.511.215)	(2.098.959)	19,6%	(8.402.764)	(6.051.693)	38,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(455.515)	(77.054)	491,2%	(1.161.294)	(418.324)	177,6%
	<b>(2.966.730)</b>	<b>(2.176.013)</b>	<b>36,3%</b>	<b>(9.564.058)</b>	<b>(6.470.017)</b>	<b>47,8%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(231.091)	(208.343)	10,9%	(681.800)	(611.388)	11,5%
Material	(112.527)	(193.120)	-41,7%	(343.493)	(494.695)	-30,6%
Serviços de Terceiros	(131.205)	(121.267)	8,2%	(381.157)	(359.453)	6,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(112.713)	(100.277)	12,4%	(374.409)	(350.177)	6,9%
<i>PDD</i>	<i>(31.377)</i>	<i>(14.773)</i>	<i>112,4%</i>	<i>(93.865)</i>	<i>(61.092)</i>	<i>53,6%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(46.488)</i>	<i>(28.593)</i>	<i>62,6%</i>	<i>(148.797)</i>	<i>(107.830)</i>	<i>38,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>(34.847)</i>	<i>(56.911)</i>	<i>-38,8%</i>	<i>(131.747)</i>	<i>(181.255)</i>	<i>-27,3%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(251.887)	(230.253)	9,4%	(766.605)	(636.053)	20,5%
Entidade de Previdência Privada	(16.347)	(12.045)	35,7%	(49.036)	(36.123)	35,7%
Depreciação e Amortização	(226.886)	(210.982)	7,5%	(665.934)	(626.875)	6,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(48.911)	(59.662)	-18,0%	(176.597)	(178.018)	-0,8%
	<b>(1.131.566)</b>	<b>(1.135.950)</b>	<b>-0,4%</b>	<b>(3.439.031)</b>	<b>(3.292.782)</b>	<b>4,4%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>2</sup></b>	<b>1.074.219</b>	<b>998.600</b>	<b>7,6%</b>	<b>3.103.858</b>	<b>2.986.884</b>	<b>3,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>798.422</b>	<b>727.955</b>	<b>9,7%</b>	<b>2.261.327</b>	<b>2.182.945</b>	<b>3,6%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	410.700	189.669	116,5%	997.064	689.359	44,6%
Despesas	(736.733)	(540.130)	36,4%	(1.852.018)	(1.446.624)	28,0%
	<b>(326.033)</b>	<b>(350.461)</b>	<b>-7,0%</b>	<b>(854.955)</b>	<b>(757.265)</b>	<b>12,9%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(953)	-
Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(953)</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>472.389</b>	<b>377.494</b>	<b>25,1%</b>	<b>1.406.372</b>	<b>1.424.728</b>	<b>-1,3%</b>
Contribuição Social	(46.812)	(41.296)	13,4%	(146.666)	(147.573)	-0,6%
Imposto de Renda	(120.293)	(108.042)	11,3%	(382.865)	(398.799)	-4,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO Gerencial<sup>3</sup></b>	<b>305.284</b>	<b>228.156</b>	<b>33,8%</b>	<b>876.841</b>	<b>878.356</b>	<b>-0,2%</b>

Notas:

(1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) de 2014 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS;

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

## 12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T15	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>3.703.730</b>	<b>4.000.285</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	419.223	1.656.885
Depreciação e Amortização	314.279	1.261.811
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	258.888	1.475.808
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	28.052	(1.006.696)
Ativo Financeiro Setorial	(608.467)	(2.204.519)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(138.382)	(282.466)
Fornecedores	(14.102)	287.752
Passivo Financeiro Setorial	(507)	(943)
Contas a Pagar - Aporte CDE	(19.685)	40.000
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(418.616)	(1.555.274)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(64.621)	(369.643)
Outros	475.720	1.863.941
	(187.441)	(490.229)
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>231.782</b>	<b>1.166.656</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Caixa Incorporado em Combinação de Negócios	-	139.293
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(218.582)	(1.239.469)
Outros	(13.674)	(28.643)
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(232.256)</b>	<b>(1.128.819)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	217
Captação de Empréstimos e Debêntures	660.140	4.573.258
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(313.803)	(4.100.919)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(336)	(429.363)
Outros	(15.883)	(47.941)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>330.118</b>	<b>(4.748)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>329.644</b>	<b>33.089</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/09/2015</b>	<b>4.033.374</b>	<b>4.033.374</b>

## 12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	272.066	341.052	-20,2%	784.724	925.798	-15,2%
Outras Receitas Operacionais	1.299	1.240	4,8%	3.893	3.670	6,1%
	<b>273.365</b>	<b>342.291</b>	<b>-20,1%</b>	<b>788.616</b>	<b>929.468</b>	<b>-15,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(24.672)	(27.165)	-9,2%	(69.410)	(63.668)	9,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>248.693</b>	<b>315.126</b>	<b>-21,1%</b>	<b>719.207</b>	<b>865.800</b>	<b>-16,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(71.100)	(166.047)	-57,2%	(161.089)	(288.051)	-44,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.891)	(5.298)	11,2%	(16.267)	(14.018)	16,0%
	<b>(76.991)</b>	<b>(171.345)</b>	<b>-55,1%</b>	<b>(177.356)</b>	<b>(302.069)</b>	<b>-41,3%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(8.452)	(8.031)	5,2%	(24.586)	(23.903)	2,9%
Material	(837)	(392)	113,6%	(1.697)	(863)	96,6%
Serviços de Terceiros	(4.029)	(4.180)	-3,6%	(13.702)	(11.697)	17,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.912)	(7.289)	22,3%	(21.030)	(27.519)	-23,6%
Entidade de Previdência Privada	(113)	(19)	488,3%	(340)	(57)	491,6%
Depreciação e Amortização	(27.882)	(27.335)	2,0%	(83.873)	(82.043)	2,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.046)	(4.153)	-2,6%	(12.138)	(12.447)	-2,5%
	<b>(54.272)</b>	<b>(51.399)</b>	<b>5,6%</b>	<b>(157.365)</b>	<b>(158.529)</b>	<b>-0,7%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>193.245</b>	<b>111.173</b>	<b>73,8%</b>	<b>606.333</b>	<b>598.574</b>	<b>1,3%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>117.429</b>	<b>92.382</b>	<b>27,1%</b>	<b>384.486</b>	<b>405.202</b>	<b>-5,1%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	32.726	28.745	13,9%	83.482	71.164	17,3%
Despesas	(156.152)	(139.587)	11,9%	(413.081)	(365.420)	13,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(123.426)</b>	<b>(110.842)</b>	<b>11,4%</b>	<b>(329.598)</b>	<b>(294.256)</b>	<b>12,0%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	43.887	(12.696)	-445,7%	125.836	98.883	27,3%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(295)	-3,9%	(852)	(886)	-3,9%
	<b>43.603</b>	<b>(12.991)</b>	<b>-435,6%</b>	<b>124.985</b>	<b>97.996</b>	<b>27,5%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>37.607</b>	<b>(31.452)</b>	<b>-219,6%</b>	<b>179.872</b>	<b>208.943</b>	<b>-13,9%</b>
Contribuição Social	1.478	1.249	18,4%	(3.856)	(9.994)	-61,4%
Imposto de Renda	4.169	3.464	20,4%	(10.894)	(27.809)	-60,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>43.254</b>	<b>(26.739)</b>	<b>-261,8%</b>	<b>165.122</b>	<b>171.139</b>	<b>-3,5%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>43.664</i>	<i>(20.309)</i>	<i>-315,0%</i>	<i>150.223</i>	<i>149.629</i>	<i>0,4%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(410)</i>	<i>(6.430)</i>	<i>-93,6%</i>	<i>14.899</i>	<i>21.510</i>	<i>-30,7%</i>

## 12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	542.889	691.302	-21,5%	1.615.660	1.960.058	-17,6%
Outras Receitas Operacionais	716	798	-10,3%	1.933	2.245	-13,9%
	<b>543.605</b>	<b>692.100</b>	<b>-21,5%</b>	<b>1.617.593</b>	<b>1.962.302</b>	<b>-17,6%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(48.884)	(59.455)	-17,8%	(145.557)	(154.455)	-5,8%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>494.720</b>	<b>632.644</b>	<b>-21,8%</b>	<b>1.472.036</b>	<b>1.807.847</b>	<b>-18,6%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(33.538)	(145.761)	-77,0%	77.879	(269.419)	-128,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.390)	(19.439)	10,0%	(61.440)	(55.714)	10,3%
	(54.928)	(165.200)	-66,8%	16.438	(325.133)	-105,1%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(11.529)	(10.694)	7,8%	(33.309)	(30.807)	8,1%
Material	(77.142)	(163.378)	-52,8%	(246.378)	(409.843)	-39,9%
Serviços de Terceiros	(8.949)	(10.359)	-13,6%	(29.228)	(28.041)	4,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17.792)	(16.565)	7,4%	(48.667)	(52.545)	-7,4%
Entidade de Previdência Privada	(113)	(19)	488,3%	(340)	(57)	491,6%
Depreciação e Amortização	(55.151)	(54.328)	1,5%	(165.155)	(163.771)	0,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.330)	(4.448)	-2,7%	(12.990)	(13.333)	-2,6%
	(175.006)	(259.791)	-32,6%	(536.066)	(698.399)	-23,2%
<b>EBITDA</b>	<b>324.268</b>	<b>266.429</b>	<b>21,7%</b>	<b>1.130.553</b>	<b>960.467</b>	<b>17,7%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>264.787</b>	<b>207.654</b>	<b>27,5%</b>	<b>952.408</b>	<b>784.316</b>	<b>21,4%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	43.716	35.715	22,4%	96.426	87.901	9,7%
Despesas	(203.499)	(172.256)	18,1%	(543.660)	(478.311)	13,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(159.783)	(136.541)	17,0%	(447.234)	(390.409)	14,6%
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(953)	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	(953)	-
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>105.004</b>	<b>71.113</b>	<b>47,7%</b>	<b>505.174</b>	<b>392.954</b>	<b>28,6%</b>
Contribuição Social	(8.589)	(6.942)	23,7%	(44.640)	(35.765)	24,8%
Imposto de Renda	(21.346)	(19.152)	11,5%	(114.452)	(98.711)	15,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>75.068</b>	<b>45.019</b>	<b>66,7%</b>	<b>346.082</b>	<b>258.478</b>	<b>33,9%</b>

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA de R\$ 48 milhões no 3T15 e R\$ 102 milhões no 3T14, e no Lucro Líquido de R\$ 31 milhões no 3T15 e R\$ 67 milhões no 3T14.

## 12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%						
	3T15	3T14	Variação	9M15	9M14	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	8.481	-	0,0%	8.481	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	420.018	368.744	13,9%	1.119.415	939.597	19,1%
Outras Receitas Operacionais	858	407	110,5%	5.921	869	581,5%
	<b>429.356</b>	<b>369.151</b>	<b>16,3%</b>	<b>1.133.817</b>	<b>940.466</b>	<b>20,6%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(27.462)	(24.943)	10,1%	(71.888)	(62.201)	15,6%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>401.894</b>	<b>344.208</b>	<b>16,8%</b>	<b>1.061.929</b>	<b>878.265</b>	<b>20,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(26.816)	(52.563)	-49,0%	(174.255)	(232.198)	-25,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(17.600)	(13.607)	29,3%	(56.844)	(39.091)	45,4%
	(44.415)	(66.169)	-32,9%	(231.099)	(271.289)	-14,8%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(19.457)	(18.652)	4,3%	(53.339)	(51.143)	4,3%
Material	(5.113)	(2.876)	77,8%	(14.487)	(5.985)	142,1%
Serviços de Terceiros	(34.267)	(29.633)	15,6%	(99.586)	(72.828)	36,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(2.845)	(9.070)	-68,6%	(34.117)	(22.832)	49,4%
Depreciação e Amortização	(102.875)	(71.454)	44,0%	(277.652)	(210.356)	32,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(33.591)	(34.427)	-2,4%	(119.510)	(101.680)	17,5%
	(198.147)	(166.111)	19,3%	(598.690)	(464.824)	28,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>295.797</b>	<b>217.808</b>	<b>35,8%</b>	<b>629.302</b>	<b>454.188</b>	<b>38,6%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>159.332</b>	<b>111.928</b>	<b>42,4%</b>	<b>232.140</b>	<b>142.152</b>	<b>63,3%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	39.558	22.818	73,4%	99.046	70.831	39,8%
Despesas	(157.064)	(104.549)	50,2%	(435.289)	(299.838)	45,2%
	(117.506)	(81.731)	43,8%	(336.243)	(229.007)	46,8%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>41.825</b>	<b>30.196</b>	<b>38,5%</b>	<b>(104.102)</b>	<b>(86.855)</b>	<b>19,9%</b>
Contribuição Social	(7.426)	(6.053)	22,7%	(12.964)	(8.075)	60,6%
Imposto de Renda	(8.032)	(6.067)	32,4%	(14.293)	(7.189)	98,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>26.367</b>	<b>18.076</b>	<b>45,9%</b>	<b>(131.360)</b>	<b>(102.118)</b>	<b>28,6%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>25.865</i>	<i>17.958</i>	<i>44,0%</i>	<i>(132.651)</i>	<i>(102.298)</i>	<i>29,7%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>502</i>	<i>118</i>	<i>326,5%</i>	<i>1.291</i>	<i>180</i>	<i>618,1%</i>

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)								
	3T15	3T14	Var.	Var. %	9M15	9M14	Var.	Var. %
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>								
Fornecimento de Energia Elétrica	4.377	-	4.377	0,0%	4.377	-	4.377	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	218.345	216.928	1.417	0,7%	590.849	552.807	38.043	6,9%
Outras Receitas Operacionais	443	240	203	84,7%	3.056	511	2.545	497,9%
	<b>223.165</b>	<b>217.168</b>	<b>5.997</b>	<b>2,8%</b>	<b>598.283</b>	<b>553.318</b>	<b>44.965</b>	<b>8,1%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(14.246)	(14.674)	427	-2,9%	(37.711)	(36.596)	(1.116)	3,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>208.918</b>	<b>202.494</b>	<b>6.424</b>	<b>3,2%</b>	<b>560.571</b>	<b>516.722</b>	<b>43.849</b>	<b>8,5%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(9.329)	(9.449)	120	-1,3%	(48.748)	(52.549)	3.800	-7,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(9.083)	(8.005)	(1.079)	13,5%	(29.338)	(22.999)	(6.339)	27,6%
	(18.412)	(17.454)	(959)	5,5%	(78.086)	(75.548)	(2.538)	3,4%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>								
Pessoal	(10.042)	(10.973)	931	-8,5%	(27.529)	(30.090)	2.561	-8,5%
Material	(2.639)	(1.692)	(947)	56,0%	(7.477)	(3.521)	(3.956)	112,3%
Serviços de Terceiros	(17.686)	(17.433)	(253)	1,5%	(51.397)	(42.847)	(8.550)	20,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(1.468)	(5.336)	3.867	-72,5%	(11.944)	(13.433)	1.489	-11,1%
Depreciação e Amortização	(53.095)	(42.036)	(11.059)	26,3%	(143.299)	(123.761)	(19.538)	15,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(17.337)	(20.253)	2.916	-14,4%	(61.680)	(59.822)	(1.858)	3,1%
	(102.266)	(97.721)	(4.544)	4,7%	(303.326)	(273.474)	(29.852)	10,9%
<b>EBITDA</b>	<b>158.671</b>	<b>149.607</b>	<b>9.064</b>	<b>6,1%</b>	<b>384.138</b>	<b>351.284</b>	<b>32.854</b>	<b>9,4%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>88.240</b>	<b>87.319</b>	<b>921</b>	<b>1,1%</b>	<b>179.159</b>	<b>167.701</b>	<b>11.458</b>	<b>6,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>								
Receitas	20.416	13.424	6.993	52,1%	51.119	41.673	9.445	22,7%
Despesas	(81.062)	(61.505)	(19.557)	31,8%	(224.657)	(176.408)	(48.249)	27,4%
	(60.646)	(48.082)	(12.565)	26,1%	(173.538)	(134.735)	(38.804)	28,8%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>27.594</b>	<b>39.237</b>	<b>(11.643)</b>	<b>-29,7%</b>	<b>5.621</b>	<b>32.966</b>	<b>(27.346)</b>	<b>-83,0%</b>
Contribuição Social	(3.833)	(3.561)	(271)	7,6%	(6.691)	(4.750)	(1.940)	40,8%
Imposto de Renda	(4.145)	(3.569)	(576)	16,1%	(7.377)	(4.229)	(3.148)	74,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>19.616</b>	<b>32.107</b>	<b>(12.491)</b>	<b>-38,9%</b>	<b>(8.447)</b>	<b>23.986</b>	<b>(32.434)</b>	<b>-135,2%</b>

Nota: (1) Considera a participação proporcional e exclui os efeitos não-recorrentes.

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	3T15	3T14	Varição	9M15	9M14	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.703.678	3.710.137	53,7%	16.355.097	10.722.033	52,5%
Suprimento de Energia Elétrica	109.989	119.173	-7,7%	721.983	219.981	228,2%
Receita com construção de infraestrutura	247.560	213.361	16,0%	735.825	608.230	21,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	727.814	-	-	2.311.969	-	-
Outras Receitas Operacionais	840.752	504.340	66,7%	2.242.591	1.597.196	40,4%
	<b>7.629.793</b>	<b>4.547.011</b>	<b>67,8%</b>	<b>22.367.467</b>	<b>13.147.440</b>	<b>70,1%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>						
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>(3.579.976)</b>	<b>(1.269.903)</b>	<b>181,9%</b>	<b>(9.622.361)</b>	<b>(3.663.377)</b>	<b>162,7%</b>
	<b>4.049.817</b>	<b>3.277.107</b>	<b>23,58%</b>	<b>12.745.106</b>	<b>9.484.062</b>	<b>34,4%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.381.929)	(2.156.547)	10,5%	(8.175.128)	(6.173.629)	32,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(427.507)	(64.952)	558,2%	(1.074.535)	(367.709)	192,2%
	<b>(2.809.436)</b>	<b>(2.221.499)</b>	<b>26,5%</b>	<b>(9.249.663)</b>	<b>(6.541.338)</b>	<b>41,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(163.408)	(147.408)	10,9%	(487.342)	(442.420)	10,2%
Material	(26.157)	(21.006)	24,5%	(69.797)	(62.838)	11,1%
Serviços de Terceiros	(133.395)	(116.080)	14,9%	(380.879)	(341.819)	11,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(92.290)	(79.305)	16,4%	(367.868)	(285.474)	28,9%
<i>PDD</i>	<i>(31.269)</i>	<i>(13.525)</i>	<i>131,2%</i>	<i>(90.832)</i>	<i>(58.674)</i>	<i>54,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(41.233)</i>	<i>(27.825)</i>	<i>48,2%</i>	<i>(181.929)</i>	<i>(105.616)</i>	<i>72,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>(19.789)</i>	<i>(37.954)</i>	<i>-47,9%</i>	<i>(95.107)</i>	<i>(121.185)</i>	<i>-21,5%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(247.560)	(213.361)	16,0%	(735.825)	(608.230)	21,0%
Entidade de Previdência Privada	(16.234)	(12.025)	35,0%	(48.696)	(36.066)	35,0%
Depreciação e Amortização	(112.697)	(111.206)	1,3%	(342.582)	(329.653)	3,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.014)	(5.107)	-1,8%	(15.404)	(15.334)	0,5%
	<b>(796.755)</b>	<b>(705.497)</b>	<b>12,9%</b>	<b>(2.448.394)</b>	<b>(2.121.835)</b>	<b>15,4%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>561.337</b>	<b>466.424</b>	<b>20,3%</b>	<b>1.405.035</b>	<b>1.165.877</b>	<b>20,5%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>443.626</b>	<b>350.112</b>	<b>26,7%</b>	<b>1.047.049</b>	<b>820.889</b>	<b>27,6%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	301.861	72.545	316,1%	746.938	388.009	92,5%
Despesas	(427.213)	(255.861)	67,0%	(1.001.381)	(683.034)	46,6%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(125.351)</b>	<b>(183.317)</b>	<b>-31,6%</b>	<b>(254.443)</b>	<b>(295.024)</b>	<b>-13,8%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>318.274</b>	<b>166.795</b>	<b>90,8%</b>	<b>792.606</b>	<b>525.865</b>	<b>50,7%</b>
Contribuição Social	(31.358)	(18.403)	70,4%	(74.977)	(56.203)	33,4%
Imposto de Renda	(85.909)	(50.972)	68,5%	(206.160)	(152.089)	35,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>201.007</b>	<b>97.420</b>	<b>106,3%</b>	<b>511.469</b>	<b>317.573</b>	<b>61,1%</b>

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						
	3T15	3T14	Varição	9M15	9M14	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.703.678	3.461.897	64,8%	16.355.097	10.372.725	57,7%
Suprimento de Energia Elétrica	109.989	119.173	-7,7%	721.983	219.981	228,2%
Receita com construção de infraestrutura	247.560	213.361	16,0%	735.825	608.230	21,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	727.814	-	-	2.311.969	-	-
Outras Receitas Operacionais	840.752	504.340	66,7%	2.242.591	1.597.196	40,4%
	<b>7.629.793</b>	<b>4.298.770</b>	<b>77,5%</b>	<b>22.367.467</b>	<b>12.798.131</b>	<b>74,8%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(3.579.976)	(1.235.212)	189,8%	(9.592.361)	(3.585.283)	167,5%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.049.817</b>	<b>3.063.558</b>	<b>32,2%</b>	<b>12.775.106</b>	<b>9.212.848</b>	<b>38,7%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.381.929)	(1.905.701)	25,0%	(8.175.128)	(5.609.919)	45,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(427.507)	(50.240)	750,9%	(1.074.535)	(344.863)	211,6%
	<b>(2.809.436)</b>	<b>(1.955.941)</b>	<b>43,6%</b>	<b>(9.249.663)</b>	<b>(5.954.781)</b>	<b>55,3%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(163.408)	(147.408)	10,9%	(487.342)	(442.420)	10,2%
Material	(26.157)	(21.006)	24,5%	(69.797)	(62.838)	11,1%
Serviços de Terceiros	(133.395)	(116.080)	14,9%	(380.879)	(341.819)	11,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(92.290)	(79.329)	16,3%	(318.056)	(290.278)	9,6%
PDD	(31.269)	(13.525)	131,2%	(90.832)	(58.674)	54,8%
Despesas Legais e Judiciais	(41.233)	(27.825)	48,2%	(132.117)	(105.616)	25,1%
Outros	(19.789)	(37.978)	-47,9%	(95.107)	(125.988)	-24,5%
Custos com construção de infraestrutura	(247.560)	(213.361)	16,0%	(735.825)	(608.230)	21,0%
Entidade de Previdência Privada	(16.234)	(12.025)	35,0%	(48.696)	(36.066)	35,0%
Depreciação e Amortização	(112.697)	(111.206)	1,3%	(342.582)	(329.653)	3,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.014)	(5.107)	-1,8%	(15.404)	(15.334)	0,5%
	<b>(796.755)</b>	<b>(705.521)</b>	<b>12,9%</b>	<b>(2.398.582)</b>	<b>(2.126.638)</b>	<b>12,8%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>561.337</b>	<b>518.409</b>	<b>8,3%</b>	<b>1.484.847</b>	<b>1.476.416</b>	<b>0,6%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>443.626</b>	<b>402.096</b>	<b>10,3%</b>	<b>1.126.861</b>	<b>1.131.429</b>	<b>-0,4%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	301.861	98.562	206,3%	746.938	452.125	65,2%
Despesas	(427.213)	(265.311)	61,0%	(1.001.381)	(680.605)	47,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(125.351)</b>	<b>(166.749)</b>	<b>-24,8%</b>	<b>(254.443)</b>	<b>(228.480)</b>	<b>11,4%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>318.274</b>	<b>235.347</b>	<b>35,2%</b>	<b>872.418</b>	<b>902.949</b>	<b>-3,4%</b>
Contribuição Social	(31.358)	(24.572)	27,6%	(82.160)	(90.141)	-8,9%
Imposto de Renda	(85.909)	(68.110)	26,1%	(226.113)	(246.360)	-8,2%
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>201.007</b>	<b>142.665</b>	<b>40,9%</b>	<b>564.145</b>	<b>566.449</b>	<b>-0,4%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (2) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes.

## 12.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(em milhares de reais)

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

CPFL PAULISTA						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.086.626</b>	<b>2.446.401</b>	<b>67,0%</b>	<b>11.783.067</b>	<b>7.081.001</b>	<b>66,4%</b>
Receita Operacional Líquida	2.155.126	1.761.453	22,3%	6.632.712	5.098.798	30,1%
Custo com Energia Elétrica	(1.519.877)	(1.221.973)	24,4%	(4.875.263)	(3.600.403)	35,4%
Custos e Despesas Operacionais	(393.575)	(350.990)	12,1%	(1.243.089)	(1.061.622)	17,1%
Resultado do Serviço	241.673	188.490	28,2%	514.360	436.773	17,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>295.005</b>	<b>241.744</b>	<b>22,0%</b>	<b>677.245</b>	<b>594.432</b>	<b>13,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>295.005</b>	<b>260.690</b>	<b>13,2%</b>	<b>677.245</b>	<b>690.556</b>	<b>-1,9%</b>
Resultado Financeiro	(106.357)	(86.390)	23,1%	(165.717)	(137.689)	20,4%
Lucro antes da Tributação	135.316	102.100	32,5%	348.643	299.084	16,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>83.982</b>	<b>60.891</b>	<b>37,9%</b>	<b>221.667</b>	<b>181.567</b>	<b>22,1%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>83.982</b>	<b>75.911</b>	<b>10,6%</b>	<b>221.667</b>	<b>249.748</b>	<b>-11,2%</b>

CPFL PIRATININGA						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.654.526</b>	<b>898.014</b>	<b>84,2%</b>	<b>5.055.216</b>	<b>2.822.430</b>	<b>79,1%</b>
Receita Operacional Líquida	838.533	630.142	33,1%	2.807.103	1.989.082	41,1%
Custo com Energia Elétrica	(616.293)	(476.975)	29,2%	(2.103.498)	(1.452.921)	44,8%
Custos e Despesas Operacionais	(150.305)	(144.687)	3,9%	(473.049)	(440.367)	7,4%
Resultado do Serviço	71.935	8.480	748,3%	230.556	95.794	140,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>96.093</b>	<b>31.340</b>	<b>206,6%</b>	<b>302.799</b>	<b>163.723</b>	<b>84,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>96.093</b>	<b>99.347</b>	<b>-3,3%</b>	<b>302.799</b>	<b>327.231</b>	<b>-7,5%</b>
Resultado Financeiro	28.708	(39.066)		1.535	(70.819)	
Lucro antes da Tributação	100.643	(30.586)		232.090	24.975	829,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>64.184</b>	<b>(24.230)</b>		<b>150.216</b>	<b>8.256</b>	<b>1719,6%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>64.184</b>	<b>27.648</b>	<b>132,2%</b>	<b>150.216</b>	<b>132.845</b>	<b>13,1%</b>

RGE						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.467.087</b>	<b>956.363</b>	<b>53,4%</b>	<b>4.323.838</b>	<b>2.519.667</b>	<b>71,6%</b>
Receita Operacional Líquida	821.028	700.147	17,3%	2.610.508	1.850.875	41,0%
Custo com Energia Elétrica	(530.790)	(416.607)	27,4%	(1.824.864)	(1.193.298)	52,9%
Custos e Despesas Operacionais	(196.789)	(160.230)	22,8%	(573.953)	(464.793)	23,5%
Resultado do Serviço	93.449	123.309	-24,2%	211.691	192.783	9,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>127.338</b>	<b>155.641</b>	<b>-18,2%</b>	<b>311.907</b>	<b>289.011</b>	<b>7,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>127.338</b>	<b>118.177</b>	<b>7,8%</b>	<b>311.907</b>	<b>306.379</b>	<b>1,8%</b>
Resultado Financeiro	(32.576)	(46.086)	-29,3%	(73.417)	(73.200)	0,3%
Lucro antes da Tributação	60.873	77.224	-21,2%	138.274	119.583	15,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>39.104</b>	<b>49.942</b>	<b>-21,7%</b>	<b>91.861</b>	<b>75.530</b>	<b>21,6%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>39.104</b>	<b>26.784</b>	<b>46,0%</b>	<b>91.861</b>	<b>92.186</b>	<b>-0,4%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>183.012</b>	<b>119.375</b>	<b>53,3%</b>	<b>542.901</b>	<b>353.249</b>	<b>53,7%</b>
Receita Operacional Líquida	105.121	90.107	16,7%	324.805	267.479	21,4%
Custo com Energia Elétrica	(68.355)	(53.994)	26,6%	(219.978)	(154.129)	42,7%
Custos e Despesas Operacionais	(22.688)	(20.000)	13,4%	(66.185)	(69.019)	-4,1%
Resultado do Serviço	14.078	16.112	-12,6%	38.642	44.331	-12,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>16.858</b>	<b>19.623</b>	<b>-14,1%</b>	<b>48.542</b>	<b>54.707</b>	<b>-11,3%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>16.858</b>	<b>17.353</b>	<b>-2,9%</b>	<b>48.542</b>	<b>48.071</b>	<b>1,0%</b>
Resultado Financeiro	(3.937)	(6.218)	-36,7%	(1.808)	(7.886)	-77,1%
Lucro antes da Tributação	10.141	9.894	2,5%	36.834	36.445	1,1%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>6.461</b>	<b>6.319</b>	<b>2,2%</b>	<b>24.563</b>	<b>23.166</b>	<b>6,0%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>6.461</b>	<b>4.931</b>	<b>31,0%</b>	<b>24.563</b>	<b>19.303</b>	<b>27,3%</b>

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

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>55.058</b>	<b>32.809</b>	<b>67,8%</b>	<b>149.566</b>	<b>89.902</b>	<b>66,4%</b>
Receita Operacional Líquida	32.546	25.966	25,3%	89.922	69.844	28,7%
Custo com Energia Elétrica	(17.299)	(12.647)	36,8%	(51.422)	(31.964)	60,9%
Custos e Despesas Operacionais	(8.288)	(8.185)	1,3%	(23.596)	(23.377)	0,9%
Resultado do Serviço	6.959	5.134	35,6%	14.904	14.503	2,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>7.922</b>	<b>6.526</b>	<b>21,4%</b>	<b>18.725</b>	<b>18.617</b>	<b>0,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>7.922</b>	<b>5.557</b>	<b>42,5%</b>	<b>18.725</b>	<b>15.980</b>	<b>17,2%</b>
Resultado Financeiro	(2.241)	(829)	170,3%	(2.537)	(309)	721,6%
Lucro antes da Tributação	4.718	4.305	9,6%	12.367	14.195	-12,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>3.109</b>	<b>2.605</b>	<b>19,3%</b>	<b>7.887</b>	<b>9.027</b>	<b>-12,6%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>3.109</b>	<b>1.912</b>	<b>62,6%</b>	<b>7.887</b>	<b>7.140</b>	<b>10,5%</b>

CPFL SUL PAULISTA						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>72.299</b>	<b>38.865</b>	<b>86,0%</b>	<b>203.171</b>	<b>114.489</b>	<b>77,5%</b>
Receita Operacional Líquida	39.506	29.146	35,5%	114.669	86.174	33,1%
Custo com Energia Elétrica	(22.363)	(14.362)	55,7%	(67.262)	(41.352)	62,7%
Custos e Despesas Operacionais	(10.098)	(9.770)	3,4%	(29.860)	(26.528)	12,6%
Resultado do Serviço	7.045	5.014	40,5%	17.547	18.294	-4,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>8.231</b>	<b>6.386</b>	<b>28,9%</b>	<b>21.602</b>	<b>22.312</b>	<b>-3,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>8.231</b>	<b>7.668</b>	<b>7,3%</b>	<b>21.602</b>	<b>21.493</b>	<b>0,5%</b>
Resultado Financeiro	(2.949)	(1.718)	71,6%	(2.798)	(1.285)	117,8%
Lucro antes da Tributação	4.096	3.296	24,3%	14.749	17.009	-13,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>2.675</b>	<b>1.988</b>	<b>34,6%</b>	<b>9.501</b>	<b>11.018</b>	<b>-13,8%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.675</b>	<b>2.770</b>	<b>-3,4%</b>	<b>9.501</b>	<b>10.395</b>	<b>-8,6%</b>

CPFL JAGUARI						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>74.204</b>	<b>36.072</b>	<b>105,7%</b>	<b>210.442</b>	<b>108.180</b>	<b>94,5%</b>
Receita Operacional Líquida	37.241	26.206	42,1%	110.018	78.522	40,1%
Custo com Energia Elétrica	(26.004)	(19.773)	31,5%	(82.097)	(53.282)	54,1%
Custos e Despesas Operacionais	(6.655)	(5.880)	13,2%	(18.911)	(19.357)	-2,3%
Resultado do Serviço	4.583	553	729,3%	9.009	5.883	53,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.266</b>	<b>1.350</b>	<b>290,0%</b>	<b>11.441</b>	<b>8.225</b>	<b>39,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>5.266</b>	<b>4.785</b>	<b>10,1%</b>	<b>11.441</b>	<b>12.763</b>	<b>-10,4%</b>
Resultado Financeiro	(3.186)	(1.905)	67,2%	(5.804)	(3.778)	53,6%
Lucro antes da Tributação	1.397	(1.353)	3.205	2.106	52,2%	
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>796</b>	<b>(1.216)</b>	<b>1.687</b>	<b>872</b>	<b>93,5%</b>	
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>796</b>	<b>960</b>	<b>-17,1%</b>	<b>1.687</b>	<b>3.686</b>	<b>-54,2%</b>

CPFL MOCOCA						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>41.603</b>	<b>22.480</b>	<b>85,1%</b>	<b>111.224</b>	<b>68.181</b>	<b>63,1%</b>
Receita Operacional Líquida	25.008	17.028	46,9%	66.375	52.144	27,3%
Custo com Energia Elétrica	(11.682)	(7.936)	47,2%	(34.672)	(21.893)	58,4%
Custos e Despesas Operacionais	(9.422)	(6.072)	55,2%	(21.362)	(17.723)	20,5%
Resultado do Serviço	3.904	3.020	29,3%	10.340	12.528	-17,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>4.625</b>	<b>3.815</b>	<b>21,2%</b>	<b>12.775</b>	<b>14.850</b>	<b>-14,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.625</b>	<b>4.832</b>	<b>-4,3%</b>	<b>12.775</b>	<b>14.640</b>	<b>-12,7%</b>
Resultado Financeiro	(2.814)	(1.104)	154,8%	(3.897)	(58)	6626,0%
Lucro antes da Tributação	1.090	1.915	-43,1%	6.443	12.470	-48,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>696</b>	<b>1.122</b>	<b>-37,9%</b>	<b>4.086</b>	<b>8.137</b>	<b>-49,8%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)<sup>(3)</sup></b>	<b>696</b>	<b>1.750</b>	<b>-60,2%</b>	<b>4.086</b>	<b>7.897</b>	<b>-48,3%</b>

## 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 Financeiros Setoriais) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios);
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais) considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios).

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

CPFL Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	2.070	2.179	-5,0%	6.677	6.830	-2,2%
Industrial	2.696	2.904	-7,2%	8.262	8.763	-5,7%
Comercial	1.290	1.340	-3,7%	4.223	4.267	-1,0%
Outros	1.046	1.091	-4,2%	3.058	3.209	-4,7%
<b>Total</b>	<b>7.101</b>	<b>7.514</b>	<b>-5,5%</b>	<b>22.220</b>	<b>23.069</b>	<b>-3,7%</b>

CPFL Piratininga						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	900	952	-5,4%	2.960	3.038	-2,6%
Industrial	1.813	1.967	-7,8%	5.633	6.029	-6,6%
Comercial	558	544	2,6%	1.811	1.778	1,9%
Outros	270	275	-2,0%	828	838	-1,3%
<b>Total</b>	<b>3.541</b>	<b>3.738</b>	<b>-5,3%</b>	<b>11.232</b>	<b>11.684</b>	<b>-3,9%</b>

RGE						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	608	644	-5,5%	1.866	1.882	-0,9%
Industrial	845	928	-8,9%	2.545	2.743	-7,2%
Comercial	320	348	-8,1%	1.072	1.098	-2,3%
Outros	642	635	1,2%	2.011	2.022	-0,5%
<b>Total</b>	<b>2.415</b>	<b>2.554</b>	<b>-5,5%</b>	<b>7.494</b>	<b>7.745</b>	<b>-3,2%</b>

CPFL Santa Cruz						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	84	87	-4,0%	264	268	-1,4%
Industrial	55	56	-0,2%	169	169	-0,2%
Comercial	37	39	-5,0%	123	127	-3,3%
Outros	88	93	-5,4%	262	284	-8,0%
<b>Total</b>	<b>264</b>	<b>275</b>	<b>-3,9%</b>	<b>817</b>	<b>848</b>	<b>-3,7%</b>

CPFL Jaguarí						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	21	22	-4,8%	66	66	-0,8%
Industrial	94	95	-1,5%	286	293	-2,4%
Comercial	11	12	-4,0%	38	38	0,2%
Outros	9	10	-3,0%	28	29	-3,0%
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>139</b>	<b>-2,3%</b>	<b>418</b>	<b>426</b>	<b>-2,0%</b>

CPFL Mococa						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	18	19	-3,2%	56	56	0,5%
Industrial	15	17	-14,4%	45	50	-9,8%
Comercial	7	7	-1,9%	24	24	-1,8%
Outros	16	17	-2,3%	45	47	-4,4%
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>60</b>	<b>-6,0%</b>	<b>170</b>	<b>177</b>	<b>-4,1%</b>

CPFL Leste Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	24	25	-3,6%	74	75	-1,0%
Industrial	19	19	3,5%	57	55	4,8%
Comercial	10	10	6,5%	33	34	-0,5%
Outros	34	34	-0,5%	83	91	-8,4%
<b>Total</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>0,3%</b>	<b>248</b>	<b>254</b>	<b>-2,3%</b>

CPFL Sul Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	35	37	-4,3%	108	110	-1,3%
Industrial	76	75	1,5%	233	219	6,6%
Comercial	13	14	-1,6%	44	43	1,3%
Outros	23	23	2,9%	70	70	0,0%
<b>Total</b>	<b>148</b>	<b>148</b>	<b>0,0%</b>	<b>455</b>	<b>441</b>	<b>3,1%</b>

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

CPFL Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	2.070	2.179	-5,0%	6.677	6.830	-2,2%
Industrial	930	1.029	-9,7%	2.870	3.068	-6,5%
Comercial	1.162	1.216	-4,4%	3.810	3.921	-2,8%
Outros	1.015	1.060	-4,2%	2.962	3.108	-4,7%
<b>Total</b>	<b>5.177</b>	<b>5.484</b>	<b>-5,6%</b>	<b>16.319</b>	<b>16.926</b>	<b>-3,6%</b>
CPFL Piratininga						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	900	952	-5,4%	2.960	3.038	-2,6%
Industrial	512	564	-9,2%	1.570	1.676	-6,3%
Comercial	499	491	1,6%	1.615	1.601	0,9%
Outros	260	265	-1,9%	793	804	-1,3%
<b>Total</b>	<b>2.171</b>	<b>2.271</b>	<b>-4,4%</b>	<b>6.939</b>	<b>7.118</b>	<b>-2,5%</b>
RGE						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	608	644	-5,5%	1.866	1.882	-0,9%
Industrial	379	429	-11,6%	1.153	1.255	-8,1%
Comercial	307	328	-6,6%	1.015	1.035	-2,0%
Outros	642	635	1,2%	2.011	2.022	-0,5%
<b>Total</b>	<b>1.936</b>	<b>2.035</b>	<b>-4,9%</b>	<b>6.044</b>	<b>6.194</b>	<b>-2,4%</b>
CPFL Santa Cruz						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	84	87	-4,0%	264	268	-1,4%
Industrial	44	45	-2,2%	135	136	-0,7%
Comercial	37	39	-4,9%	122	127	-3,3%
Outros	88	93	-5,4%	262	284	-8,0%
<b>Total</b>	<b>253</b>	<b>265</b>	<b>-4,3%</b>	<b>783</b>	<b>815</b>	<b>-3,9%</b>
CPFL Jaguarí						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	21	22	-4,8%	66	66	-0,8%
Industrial	77	80	-3,6%	235	238	-1,5%
Comercial	11	12	-4,0%	38	38	0,2%
Outros	9	10	-3,0%	28	29	-3,0%
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>123</b>	<b>-3,8%</b>	<b>366</b>	<b>371</b>	<b>-1,3%</b>
CPFL Mococa						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	18	19	-3,2%	56	56	0,5%
Industrial	9	10	-16,0%	27	30	-11,6%
Comercial	7	7	-1,9%	24	24	-1,8%
Outros	16	17	-2,3%	45	47	-4,4%
<b>Total</b>	<b>51</b>	<b>53</b>	<b>-5,2%</b>	<b>151</b>	<b>157</b>	<b>-3,7%</b>
CPFL Leste Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	24	25	-3,6%	74	75	-1,0%
Industrial	7	7	0,6%	21	20	6,2%
Comercial	10	10	6,5%	33	34	-0,5%
Outros	34	34	-0,5%	83	91	-8,4%
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>76</b>	<b>-0,5%</b>	<b>212</b>	<b>220</b>	<b>-3,3%</b>
CPFL Sul Paulista						
	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Residencial	35	37	-4,3%	108	110	-1,3%
Industrial	24	20	17,1%	72	61	18,1%
Comercial	13	14	-1,6%	44	43	1,3%
Outros	23	23	2,9%	70	70	0,0%
<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>94</b>	<b>2,5%</b>	<b>294</b>	<b>284</b>	<b>3,6%</b>