

São Paulo, 21 de março de 2016 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T15**. 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 4T14, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 4T15

Indicadores (R\$ Milhões)	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.504	15.318	-5,3%	57.558	59.962	-4,0%
Mercado Cativo	10.621	11.075	-4,1%	41.730	43.160	-3,3%
TUSD	3.883	4.243	-8,5%	15.829	16.802	-5,8%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	8.296	6.490	27,8%	32.862	21.851	50,4%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	4.507	4.934	-8,7%	19.159	16.361	17,1%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	1.005	1.342	-25,1%	3.750	3.761	-0,3%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	844	914	-7,7%	3.948	3.901	1,2%
Lucro Líquido (IFRS)	363	470	-22,8%	875	886	-1,3%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	255	284	-10,1%	1.124	1.162	-3,2%
Investimentos	496	308	61,1%	1.428	1.062	34,5%

Notas:

(1) Exclui Receita de Construção;

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

(3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos 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 4T15

- Redução de **5,3%** nas vendas na **área de concessão** no 4T15 - **residencial (-2,0%), comercial (-2,2%) e industrial (-9,6%)**
- Redução de **4,0%** nas vendas na **área de concessão** em 2015 - **residencial (-2,0%), comercial (-1,0%) e industrial (-6,9%)**
- **Investimentos de R\$ 496 milhões** no 4T15, totalizando **R\$ 1.428 milhões** em 2015
- Repactuação em do **risco hidrológico**, representada pelas **anuências concedidas pela ANEEL** em dezembro de 2015 à Enercan, Ceran, Paulista Lajeado, Foz do Chapecó e projetos controlados pela CPFL Renováveis e negociados no Proinfa; o total repactuado foi de 458,8 MW médios
- **Rating brAA-** definido pela **Standard&Poor's** Rating Services para CPFL Energia e suas subsidiárias
- **Rating AA(bra)** definido pela **Fitch Ratings** para CPFL Energia e suas subsidiárias
- Ingresso das **ações da CPFL Energia** na carteira do **IbRX-50** da BM&FBOVESPA e, conseqüentemente, no **ICO2** (Índice Carbono Eficiente) em janeiro de 2016
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **ISE** (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo **11º ano consecutivo**
- **CPFL Energia** foi classificada como membro no **Anuário de Sustentabilidade 2015**, elaborado pela **RobecoSAM**, responsável pela avaliação do DJSI

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

- Segunda-feira, 21 de março de 2016 – 11h00 (Brasília), 10h00 (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

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	7
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	7
2.1.3) TUSD.....	7
2.2) Demanda contratada % (alta tensão).....	8
2.3) Capacidade instalada da Geração	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
3.2) Apresentação dos números gerenciais	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	12
4.2) Receita Operacional	13
4.3) Custo com Energia Elétrica	13
4.4) Custos e Despesas Operacionais	14
4.5) EBITDA.....	16
4.6) Resultado Financeiro.....	17
4.7) Lucro Líquido.....	18
5) ENDIVIDAMENTO.....	19
5.1) Dívida em IFRS	19
5.2) Dívida no critério Pro Forma	20
5.2.1) Movimentação da dívida no critério Pro Forma (R\$ Bilhões)	20
5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério Pro Forma	20
5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério Pro Forma	21
5.3) Dívida Líquida no critério Covenant e Alavancagem	22
5.4) Ratings	23
6) INVESTIMENTOS	23
6.1) Investimentos realizados	23
6.2) Investimentos projetados	24
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	25
8) MERCADO DE CAPITAIS.....	26
8.1) Desempenho das Ações	26
8.2) Volume Médio Diário	27
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	27
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/12/2015.....	28
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	29
11.1) Segmento de Distribuição	29
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	29
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	30
11.1.1.2) Receita Operacional.....	30
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	31
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	32

11.1.1.5) EBITDA.....	33
11.1.1.6) Resultado Financeiro	33
11.1.1.7) Lucro Líquido	35
11.1.2) Reajuste Tarifário Anual	35
11.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015	36
11.1.4) Revisão Tarifária Periódica	37
11.1.4.1) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CPFL Piratininga	37
11.1.5) Indicadores Operacionais.....	38
11.1.5.1) DEC e FEC.....	38
11.1.5.2) Perdas	38
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	39
11.3) Segmento de Geração Convencional	40
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	40
11.4) CPFL Renováveis.....	44
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	47
12) ANEXOS.....	49
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	49
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	50
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	51
12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	52
12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	53
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS)	54
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	55
12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	56
12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)	57
12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)	58
12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	59
12.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	60
12.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	62
12.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	63

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da CPFL Energia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. As distribuidoras de energia começaram o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 1º de março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e o grupo CPFL Energia chegou a registrar um acúmulo de CVAs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de suas distribuidoras de energia. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativos regulatórios começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$1,7 bilhão em CVAs acumuladas.

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o “Realismo Tarifário” que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico - que implicou em redução da massa de renda real, aumento da taxa de desemprego, menor volume de vendas do comércio varejista e queda na produção industrial - levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda consolidada de 4,0% no ano para o conjunto de oito distribuidoras do grupo CPFL Energia, sendo 2,0% a queda na classe residencial, 1,0% na classe comercial e 6,9% na classe industrial. Com este cenário e para inibir o aumento da inadimplência, a Companhia fortaleceu suas ações de cobrança desde julho de 2015, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas entre outras ações.

Começamos o ano também com indefinições quanto à renovação das concessões de distribuição, cujas condições não haviam sido definidas na Medida Provisória nº 579/2012, que tratou apenas dos empreendimentos de Geração e Transmissão. Durante o ano, a ANEEL endereçou o tema e estabeleceu parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade que são fundamentais para garantir um serviço adequado ao consumidor. Em 8 de dezembro de 2015, assinamos os novos contratos de cinco distribuidoras que passaram por esse processo e garantiram a extensão de suas concessões por mais 30 anos: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari.

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da Audiência Pública nº 23/2014, que tratava das metodologias de Revisão Tarifária das distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em dezembro de 2015, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A primeira empresa do grupo a passar pelo 4º Ciclo de Revisão Tarifária foi a CPFL Piratininga, cujo evento tarifário se deu em 23 de outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à CPFL Piratininga um incremento de 5,31% em sua Parcela B (parcela que remunera o investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

Por fim, a repactuação do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF) também foi um avanço para o setor, conquistado ao longo de 2015 após quatro rodadas de Audiência Pública. Além do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, a geração hidrelétrica começou a ser reduzida também por fatores não previstos e alheios ao controle das usinas hidrelétricas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito e o crescimento da capacidade de energia de reserva, composta basicamente por energia eólica, uma fonte não despachável. Tais condições vinham impactando negativamente o balanço dos geradores desde o final de 2013. As usinas receberam então a possibilidade de pagar um prêmio para repactuar esse risco. A CPFL Energia optou por aderir à repactuação de seus contratos elegíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), na modalidade SP100, protegendo-se de 100% do GSF até o final dos contratos. A repactuação do risco hidrológico devolve a previsibilidade e a estabilidade dos fluxos de caixa aos geradores hidrelétricos. A opção pela repactuação possibilitou a reversão de R\$ 134 milhões em 2015, referentes aos 459 MW de contratos já repactuados.

Na geração renovável, o destaque positivo de 2015 foi a entrega do parque eólico Morro dos Ventos II (29 MW de capacidade instalada), com oito meses de antecedência, elevando a capacidade instalada de nossa subsidiária CPFL Renováveis para 1.802 MW. Em abril de 2015, a CPFL Renováveis teve sucesso no leilão A-5, ao contratar a PCH Boa Vista II (26,5 MW) a ser entregue em 2020. No *pipeline* da CPFL Renováveis, existem cerca de 3 GW de projetos a serem desenvolvidos. No primeiro ano integral de consolidação dos ativos da DESA, a companhia atingiu a marca de R\$ 1,0 bilhão de EBITDA (IFRS) contribuindo em R\$ 517 milhões com o resultado consolidado do grupo, se considerada nossa participação de 51,6% na controlada CPFL Renováveis.

A alavancagem do Grupo CPFL Energia apresentou melhora no trimestre, reduzindo o indicador Dívida Líquida/EBITDA de 3,46x ao final do 3T15 para 3,41x ao final do 4T15, quando consideramos a contribuição proporcional de cada projeto nesse indicador, mesmo critério utilizado para medir os *covenants* financeiros da companhia. A inflexão no saldo de CVAs¹, que encerrou o ano em R\$ 1,7 bilhão, baixando de R\$ 1,9 bilhão no final do trimestre anterior também ajudou a reforçar o caixa da companhia, que encerrou o ano de 2015 com R\$ 5,5 bilhões, mais do que o suficiente para cobrir os vencimentos de dívida até o final de 2017, reforçando a estratégia do grupo de prezar pela liquidez. Apesar do cenário desafiador, a CPFL Energia apresentou um EBITDA gerencial com ligeiro crescimento de 1,2%, alcançando R\$ 3,9 bilhões no ano de 2015, sendo R\$ 844 milhões registrados no 4T15.

Apesar das melhorias no âmbito regulatório obtidas em 2015, é importante sempre destacar a necessidade de contínuos avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico. No momento, estão em discussão as Audiências Públicas nº 004/2016 e nº 012/2016, para tratar de temas relacionados à sobrecontratação das distribuidoras, evento sistêmico causado em função de um modelo de contratação de energia pensado para um consumo de energia em constante crescimento.

Em 2016, os desafios persistem, dada a deterioração do cenário macroeconômico brasileiro. No entanto, o Grupo CPFL Energia assume o compromisso de continuar com sua estratégia de disciplina financeira e excelência operacional para garantir a sustentabilidade de longo prazo dos negócios em todos os setores em que atua, garantindo um serviço de qualidade para nossos clientes e geração de valor para todos os nossos *stakeholders*.

Wilson Ferreira Jr.
Presidente da CPFL Energia

¹ Desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas e obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 4T15, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.504 GWh, uma redução de 5,3%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Mercado Cativo	10.621	11.075	-4,1%	41.730	43.160	-3,3%
TUSD	3.883	4.243	-8,5%	15.829	16.802	-5,8%
Total	14.504	15.318	-5,3%	57.558	59.962	-4,0%

No 4T15, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.621 GWh, uma queda de 4,1%. 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 3.883 GWh no 4T15, uma redução de 8,5%. 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.

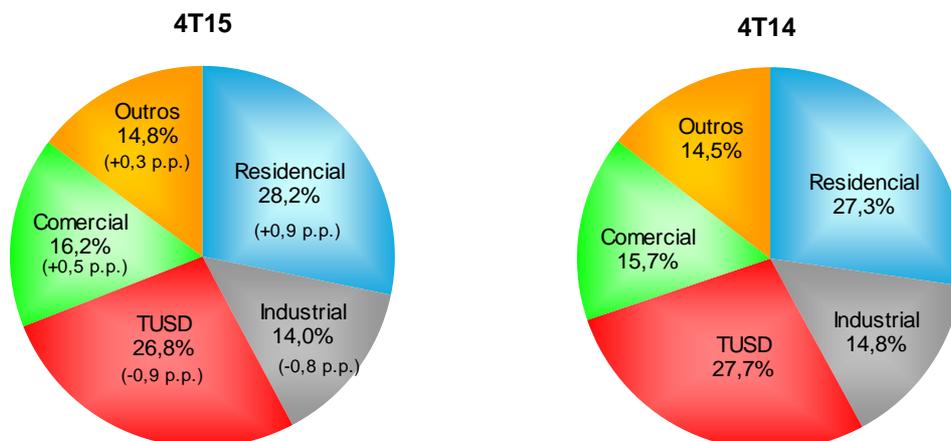
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.	Part.
Residencial	4.093	4.176	-2,0%	16.164	16.501	-2,0%	28,2%
Industrial	5.643	6.244	-9,6%	22.874	24.565	-6,9%	38,9%
Comercial	2.578	2.635	-2,2%	9.945	10.043	-1,0%	17,8%
Outros	2.191	2.262	-3,2%	8.575	8.853	-3,1%	15,1%
Total	14.504	15.318	-5,3%	57.558	59.962	-4,0%	100,0%

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

Destacam-se no 4T15, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (28,2% e 17,8% das vendas totais, respectivamente):** redução de 2,0% e de 2,2%, 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. Apesar da temperatura ter sido maior no 4T15 comparado com o 4T14, não foi suficiente para reverter os efeitos macroeconômicos que puxaram o desempenho das classes para baixo.
- **Classe industrial (38,9% das vendas totais):** queda de 9,6%, refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses. Nesse mesmo período, a produção industrial teve queda de 11,89% comparado ao 4T14. Esse resultado foi comum a todas as distribuidoras do grupo, com destaque para a CPFL Paulista que registrou queda de -9,1% ou 274 GWh, a CPFL Piratininga, com redução de 10,2% (ou 203 GWh) e a RGE, que apresentou uma retração de 11,3% (ou 107 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T14 para o 4T15.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	4.093	4.176	-2,0%	16.164	16.501	-2,0%
Industrial	2.035	2.273	-10,5%	8.117	8.757	-7,3%
Comercial	2.351	2.409	-2,4%	9.052	9.231	-1,9%
Outros	2.142	2.217	-3,4%	8.396	8.672	-3,2%
Total	10.621	11.075	-4,1%	41.730	43.160	-3,3%

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 terceira vez consecutiva.

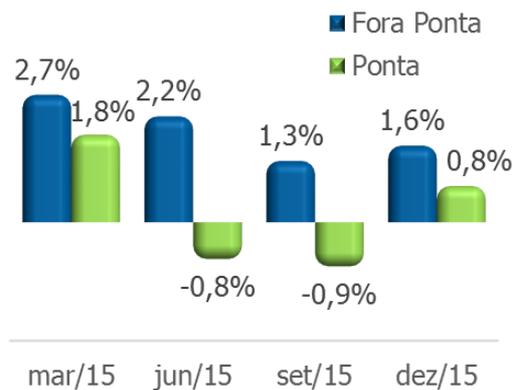
2.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Industrial	3.608	3.972	-9,2%	14.757	15.809	-6,7%
Comercial	226	226	0,2%	893	813	9,8%
Outros	48	45	7,5%	179	181	-1,0%
Total	3.883	4.243	-8,5%	15.829	16.802	-5,8%

TUSD por Distribuidora - GWh						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
CPFL Paulista	1.959	2.118	-7,5%	7.861	8.261	-4,8%
CPFL Piratininga	1.347	1.479	-8,9%	5.640	6.045	-6,7%
RGE	478	537	-11,0%	1.928	2.088	-7,7%
CPFL Santa Cruz	12	11	3,1%	46	45	2,0%
CPFL Jaguari	23	16	46,6%	75	71	5,5%
CPFL Mococa	8	7	18,1%	27	27	-1,0%
CPFL Leste Paulista	13	12	6,9%	49	47	4,7%
CPFL Sul Paulista	42	61	-30,8%	203	219	-7,1%
Total	3.883	4.243	-8,5%	15.829	16.802	-5,8%

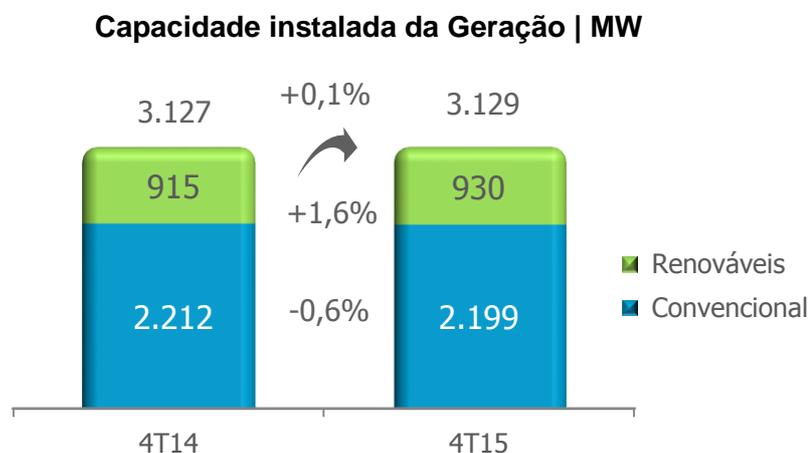
2.2) Demanda contratada % (alta tensão)

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



2.3) Capacidade instalada da Geração

No 4T15, 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 0,1% em relação ao 4T14. Esse aumento deve-se principalmente à adição do parque eólico Morro dos Ventos II (2T15).



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,61%.

3) 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 31 de dezembro 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 São Paulo	234	4.218	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.659	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	1.444	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	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	57	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	39	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	83	30 anos	Julho de 2045
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	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 4 PCHs (a) e 1 Térmica	729 MW	729 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") (b)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	182 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2	Vide 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (d)	4 MW	4 MW

Notas:

- PCH - Pequena Central Hidrelétrica.
- O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- CGH – Central Geradora Hidrelétrica.

Comercialização de energia e prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
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") (g)	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 implantar e operar 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 ("SIN").
- f) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi"), 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) 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 Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de dezembro 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.

3.2) Apresentação dos números gerenciais

Desde o 1T14, a apresentação dos números gerenciais é 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.

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (IFRS - R\$ Mil)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta²	8.296.123	6.490.227	27,8%	32.862.289	21.851.382	50,4%
Receita Operacional Líquida²	4.507.180	4.934.031	-8,7%	19.159.200	16.360.945	17,1%
Custo com Energia Elétrica	(2.962.166)	(2.989.625)	-0,9%	(13.311.747)	(10.643.131)	25,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.238.405)	(1.182.153)	4,8%	(4.642.033)	(4.122.739)	12,6%
Resultado do Serviço	585.509	1.071.197	-45,3%	2.252.090	2.540.073	-11,3%
EBITDA³	1.005.017	1.342.397	-25,1%	3.750.012	3.760.903	-0,3%
Resultado Financeiro	(114.496)	(267.525)	-57,2%	(1.014.520)	(1.089.454)	-6,9%
Lucro Antes da Tributação	562.913	765.344	-26,4%	1.454.454	1.510.304	-3,7%
Lucro Líquido	362.507	469.616	-22,8%	875.277	886.444	-1,3%

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Mil) ¹						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta²	8.219.827	5.926.465	38,7%	32.588.326	21.110.459	54,4%
Receita Operacional Líquida²	4.429.400	4.414.348	0,3%	18.914.808	15.724.038	20,3%
Custo com Energia Elétrica	(2.874.557)	(2.766.961)	3,9%	(12.427.375)	(9.236.978)	34,5%
Custos e Despesas Operacionais	(1.274.621)	(1.318.082)	-3,3%	(4.713.652)	(4.610.864)	2,2%
Resultado do Serviço	559.122	638.247	-12,4%	2.820.449	2.821.193	0,0%
EBITDA³	843.908	914.199	-7,7%	3.947.766	3.901.084	1,2%
Resultado Financeiro	(95.292)	(210.496)	-54,7%	(950.247)	(967.761)	-1,8%
Lucro Antes da Tributação	463.830	427.751	8,4%	1.870.202	1.852.480	1,0%
Lucro Líquido	255.066	283.609	-10,1%	1.124.379	1.161.966	-3,2%

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 e no lucro gerencial encontram-se nos itens 4.5 e 4.7 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.

4.1) 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 4T15, foram contabilizados R\$ 177 milhões, líquidos de PIS e Cofins, em ativos e passivos financeiros setoriais relativos a essa competência. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era de R\$ 1.954 milhões (R\$ 1.682 milhões, desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas e obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo de R\$ 2.302 milhões no final de setembro de 2015 (R\$ 1.907 milhões, excluído o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas).

4.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 4T15 atingiu R\$ 8.296 milhões, representando um aumento de 27,8% (R\$ 1.806 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 8.220 milhões, um aumento de 38,7% (R\$ 2.293 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 4.507 milhões no 4T15, registrando uma redução de 8,7% (R\$ 427 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 4.429 milhões, um aumento de 0,3% (R\$15 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\$ 136 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1);
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 42 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 56 milhões; e
- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 107 milhões.

4.3) 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\$ 2.962 milhões no 4T15, ficando praticamente estável (-0,9%) na comparação com o 4T14 (redução de R\$ 27 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.875 milhões no 4T15, um aumento de 3,9% (R\$ 108 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 4T15 atingiu R\$ 2.639 milhões, uma redução de 9,6% (R\$ 279 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
 - ✓ GSF, no valor de R\$ 26 milhões no 4T15 versus R\$ 144 milhões no 4T14;
 - ✓ Repactuação do GSF relativo à parcela do ACR das usinas de Ceran, Enercan, Foz do Chapecó, Paulista Lajeado e 9 PCHs da CPFL Renováveis² (estorno do GSF líquido do pagamento do prêmio de R\$ 9,50/MWh), no valor de R\$ 134 milhões; e
 - ✓ Compra de energia da CPFL Renováveis para PCHs, totalizando R\$ 1,0 milhão no 4T15 e R\$ 1,0 milhão no 4T14.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 4T15 foi de R\$ 2.546 milhões, o que representa uma redução de 5,3% (R\$ 143 milhões). Essa redução reflete principalmente as variações abaixo:

- (i) Redução da compra de energia no mercado de curto prazo (R\$ 409 milhões), já descontados os efeitos do GSF (não recorrente), devido à redução do PLD (no SE/CO, R\$ 177,09/MWh no 4T15 vs R\$ 727,54/MWh no 4T14; no Sul, R\$ 166,85/MWh no 4T15 vs R\$ 712,43/MWh no 4T14);

² PCHs Arvoredo, Salto Goes, Varginha, Santa Luzia, Plano Alto, Alto Irani, Cocais Grande, Figueirópolis e Ludesa.

- (ii) Redução no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 352 milhões), devido à redução de 21,3% no preço médio de compra (R\$ 155,47/MWh no 4T15 vs R\$ 197,64/MWh no 4T14), a despeito do aumento de 6,6% na quantidade de energia comprada (732 GWh);
- (iii) Redução de 0,6% no custo com PROINFA (R\$ 0,4 milhão), devido principalmente à redução de 1,6% no preço médio de compra (de R\$ 222,33/MWh no 4T14 para R\$ 218,79/MWh no 4T15), a despeito do aumento de 1,1% (3 GWh) na quantidade de energia comprada,

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento no custo com energia de Itaipu (R\$ 442 milhões), devido ao aumento de 124,4% no preço médio de compra (R\$ 311,50/MWh no 4T15 vs R\$ 138,79/MWh no 4T14), a despeito da redução de 1,6% (ou 42 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (v) Contabilização dos empréstimos da conta ACR no 4T14, no valor de R\$ 161 milhões, com intuito de cobrir custos com exposição involuntária e despacho térmico incorridos pelas distribuidoras;
 - (vi) Redução de 5,8% (R\$ 16 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 323 milhões no 4T15, um aumento de 354,9% (R\$ 252 milhões) em relação ao 4T14. Na visão gerencial, que considera a consolidação proporcional dos ativos de geração, os encargos atingiram R\$ 329 milhões, aumento de 321,1% (R\$ 251 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 323 milhões), passando de uma receita de R\$ 175 milhões no 4T14 para um custo de R\$ 148 milhões no 4T15, em função da redução do PLD;
 - (ii) Aumento de R\$ 11 milhões nos encargos de conexão, uso do sistema de distribuição e transporte de Itaipu;

Parcialmente compensados por:

- (i) Receita de R\$ 41 milhões no Encargo de Energia de Reserva – EER, recebida no 4T15 e não observada no 4T14;
- (ii) Redução nos encargos de rede básica (R\$ 17 milhões); e
- (iii) Aumento de 424,9% (R\$ 26 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.238 milhões no 4T15, registrando um aumento de 4,8% (R\$ 56 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.275 milhões no 4T15, uma redução de 3,3% (R\$ 43 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 9,0% (R\$ 28 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 279 milhões no 4T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Redução de 7,4% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 1 milhão);
- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 700 milhões no 4T15, comparado a R\$ 724 milhões no 4T14, registrando uma redução de 3,3% (R\$ 24 milhões);

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

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	4T15	4T14	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(240,3)	(226,9)	(13,4)	5,9%
Material	(34,1)	(29,7)	(4,4)	14,8%
Serviços de Terceiros	(146,3)	(153,4)	7,2	-4,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(200,6)	(144,6)	(56,0)	38,7%
PDD	(32,8)	(22,7)	(10,1)	44,4%
Despesas legais e judiciais	(66,3)	(84,2)	17,9	-21,2%
Outros	(101,5)	(37,7)	(63,7)	168,9%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(621,2)	(554,7)	(66,6)	12,0%
Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais				
Pessoal	5,3	5,5		
Material	(77,4)	(170,7)		
Serviços de Terceiros	(6,4)	11,9		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(30,9)	(1,1)		
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%
Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B)	(109,4)	(154,3)	44,9	-29,1%
Efeitos não-recorrentes				
Impairment de ativos	(39,0)		(39,0)	
Recebimentos de Seguros UTE Bio Pedra	8,4		8,4	
Acordo fornecedor - ressarcimento por atraso em obra (CPFL Renováveis)		14,9	(14,9)	
(=) Total efeitos não-recorrentes (C)	(30,6)	14,9	(45,6)	-
PMSO gerencial				
Pessoal	(235,0)	(221,4)	(13,6)	6,1%
Material	(111,5)	(200,4)	88,8	-44,3%
Serviços de Terceiros	(152,6)	(141,5)	(11,1)	7,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(200,8)	(160,6)	(40,2)	25,1%
PDD	(33,0)	(21,4)	(11,7)	54,7%
Despesas legais e judiciais	(66,8)	(84,2)	17,4	-20,6%
Outros	(101,0)	(55,1)	(45,9)	83,4%
Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) - (C)	(700,0)	(723,9)	23,9	-3,3%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de 44,3% em Material (R\$ 89 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\$ 84 milhões no segmento de Geração Convencional e outros efeitos (R\$ 5 milhões). O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 510/MWh para R\$ 367/MWh na comparação dos trimestres. O item referente à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA está diretamente associado à geração de receita dessa atividade.

Parcialmente compensado pelo aumento em:

- (ii) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 6,1% (R\$ 14 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo – salários e benefícios (R\$ 12 milhões); i.b) aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende e Nect (R\$ 6 milhões) e i.c) outros efeitos (R\$ 3 milhões); compensado parcialmente por i.d) menor realização de PLR (R\$ 7 milhões);
- (iii) Aumento de 7,9% em Serviços de Terceiros (R\$ 11 milhões), motivado principalmente

por (iii.a) aumento no segmento de Serviços (R\$ 5 milhões) devido a expansão de suas atividades; (iii.b) aumento no segmento de Geração Convencional (R\$ 4 milhões) e (iii.c) aumento no segmento de Distribuição (R\$ 2 milhões)

(iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 25,1% (R\$ 40 milhões), principalmente por:

- ✓ Aumento de 54,7% na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 12 milhões);
- ✓ Despesa de R\$ 12 milhões no 4T15 relacionada à reclassificação de multas operacionais de despesas financeiras para despesas operacionais;
- ✓ Redução de 45,1% no ganho com alienação/desativação de ativos (R\$ 5 milhões);
- ✓ Aumento de 55,1% em despesas com doações, contribuições e subvenções (R\$ 2 milhões);
- ✓ Aumento de 7,1% nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) (R\$ 1 milhão) e de 4,0% com taxas de arrecadação (R\$ 1 milhão);
- ✓ Aumento de R\$ 24 milhões em outras despesas.

Parcialmente compensado por:

- ✓ Redução de 20,6% nas despesas legais e judiciais (R\$ 17 milhões).

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 3,2% em Depreciação e Amortização (R\$ 9 milhões), sendo (i) aumento no segmento de Geração (R\$ 8 milhões), principalmente na CPFL Renováveis devido ao efeito dos empreendimentos que entraram em operação entre o 4T15 e 4T14; (ii) aumento de R\$ 7 milhões no segmento de Distribuição e (iii) aumento no segmento de Comercialização e Serviços (R\$ 2 milhões), parcialmente compensado pela (iv) redução na holding CPFL Energia (R\$ 8 milhões) devido a amortização do intangível da concessão nela contabilizado .

4.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 4T15 totalizou R\$ 1.005 milhões, registrando uma redução de 25,1% (R\$ 337 milhões). O **EBITDA gerencial** no 4T15 totalizou R\$ 844 milhões, comparado a R\$ 914 milhões no 4T14, uma redução de 7,7%.

Conciliação do EBITDA - IFRS x gerencial (R\$ milhões)			
	4T15	4T14	Var.
EBITDA - IFRS (A)	1.005	1.342	-25,1%
(+) Consolidação Proporcional Geração (B)	(86)	(52)	
Geração Convencional	95	49	
CPFL Renováveis	(180)	(101)	
(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)*	-	325	
(+) Efeitos não-recorrentes (D)	(76)	(701)	
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	-	(831)	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	27	145	
Repactuação do GSF (líquido do prêmio)	(134)	-	
Recebimento seguro UTE Bio Pedra	(8)	-	
Impairment de ativos	39	-	
Acordo fornecedor-ressarcimento por atraso em obra (CPFL Renováveis)	-	(15)	
EBITDA gerencial (A + B + C + D)	844	914	-7,7%

*Ativos e Passivos Regulatórios na competência

4.6) Resultado Financeiro

No 4T15, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 114 milhões, uma redução de 57,2% (R\$ 153 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 268 milhões registrada no 4T14. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 95 milhões, uma redução de 54,7% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 115 milhões).

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

- Receitas Financeiras: aumento de 111,4% (R\$ 263 milhões), passando de R\$ 237 milhões no 4T14 para R\$ 500 milhões no 4T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Atualização monetária do ativo financeiro da concessão (R\$ 96 milhões), devido à variação do IGP-M, à maior base de ativos e à substituição do indexador de IGP-M para IPCA;
 - (ii) Atualizações do ativo financeiro setorial (R\$ 59 milhões);
 - (iii) Atualização de créditos fiscais (R\$ 36 milhões);
 - (iv) Aumento da renda de aplicações financeiras e das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 36 milhões), devido ao maior saldo médio de caixa (R\$ 4,0 bilhões no 4T15 versus R\$ 3,6 bilhões no 4T14) bem como o aumento do CDI médio, de 11,72% no 4T14 para 14,39% no 4T15;
 - (v) Aumento em acréscimos e multas moratórias (R\$ 25 milhões);
 - (vi) Aumento nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores (R\$ 25 milhões);
 - (vii) Atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel (R\$ 11 milhões);

(viii) Outros efeitos (R\$ 18 milhões);

Parcialmente compensado por:

(ix) PIS e COFINS sobre receitas financeiras (R\$ 32 milhões); e

(x) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 11 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional.

• Despesas Financeiras: aumento de 33,2% (R\$ 148 milhões), passando de R\$ 447 milhões no 4T14 para R\$ 595 milhões no 4T15, devido principalmente aos seguintes fatores:

(i) Aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 94 milhões), devido ao aumento do CDI médio, de 11,72% no 4T14 para 14,39% no 4T15, e do estoque de dívida;

(ii) Efeito da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 101 milhões);

(iii) Aumento nas despesas financeiras de UBP (R\$ 11 milhões), devido à variação do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica;

(iv) Outros efeitos (R\$ 4 milhões).

Parcialmente compensados por:

(v) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 61 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional.

4.7) Lucro Líquido

No 4T15, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 363 milhões, uma redução de 22,8% em relação ao 4T14. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 255 milhões, uma redução de 10,1% em relação ao 4T14.

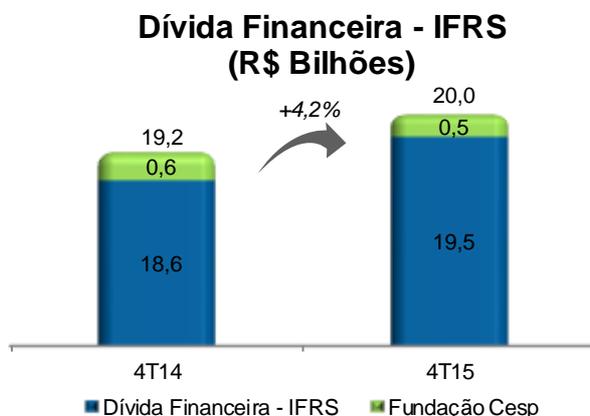
Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x gerencial (R\$ milhões)

	4T15	4T14	Var.
Lucro Líquido - IFRS (A)	363	470	-22,8%
(+) Consolidação Proporcional Geração (B)	(51)	39	
Geração Convencional	(11)	8	
CPFL Renováveis	(40)	32	
(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)*	-	219	
(+) Efeitos não-recorrentes (D)	(56)	(444)	
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	-	(549)	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	19	101	
Repactuação do GSF (liquido do prêmio)	(93)	-	
Recebimento seguro UTE Bio Pedra	(8)	-	
Impairment de ativos	26	-	
Efeitos não recorrentes - CPFL Renováveis	-	3	
Lucro Líquido gerencial (A + B + C + D)	255	284	-10,1%

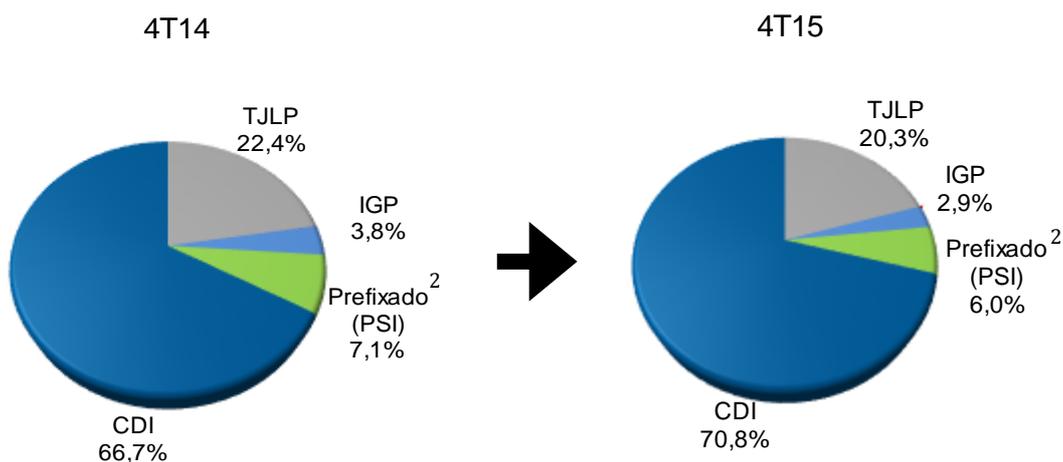
*Ativos e Passivos Regulatórios na competência

5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida em IFRS



Indexação Pós-Hedge¹ – 4T14 vs. 4T15



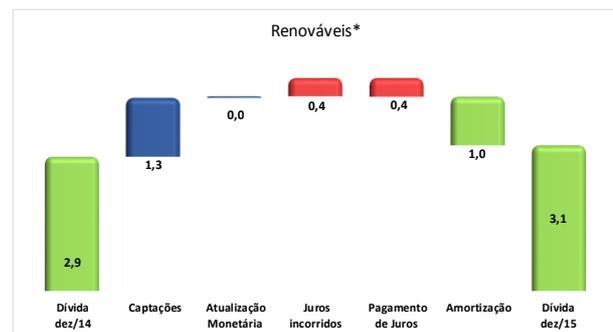
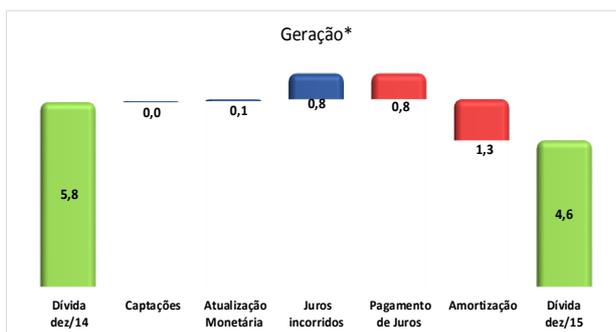
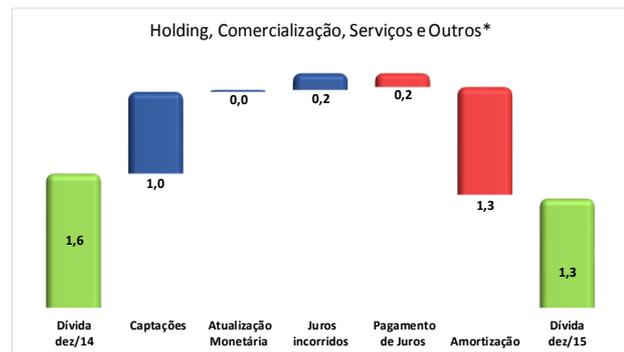
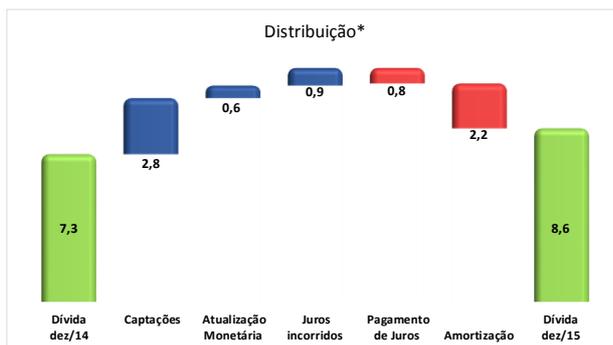
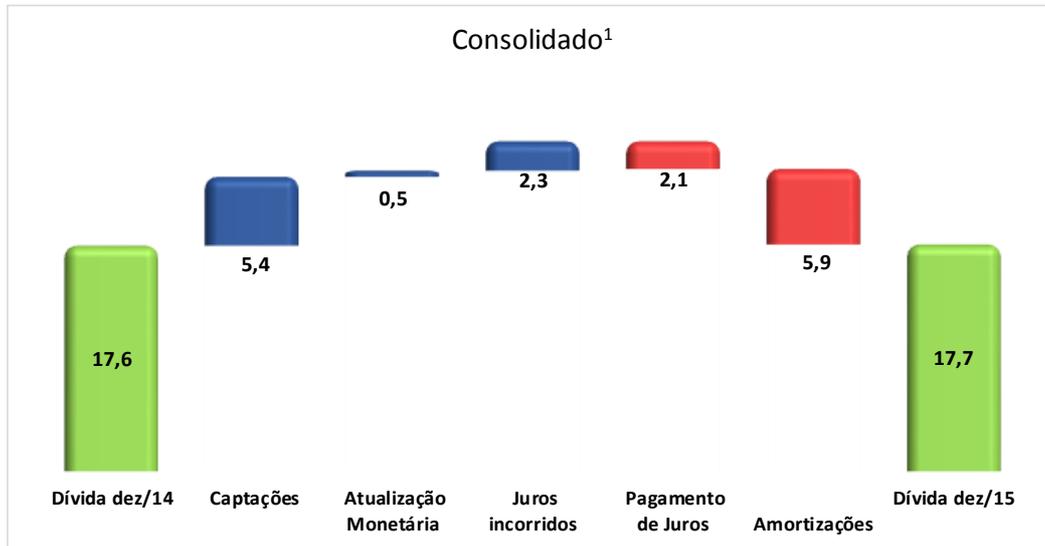
Notas: 1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (32,5% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI; 2) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS - R\$ Mil	4T15	4T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(19.488.650)	(18.555.137)	5,0%
(+) Disponibilidades	5.682.802	4.357.455	30,4%
(=) Dívida Líquida	(13.805.848)	(14.197.682)	-2,8%

5.2) Dívida no critério Pro Forma

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

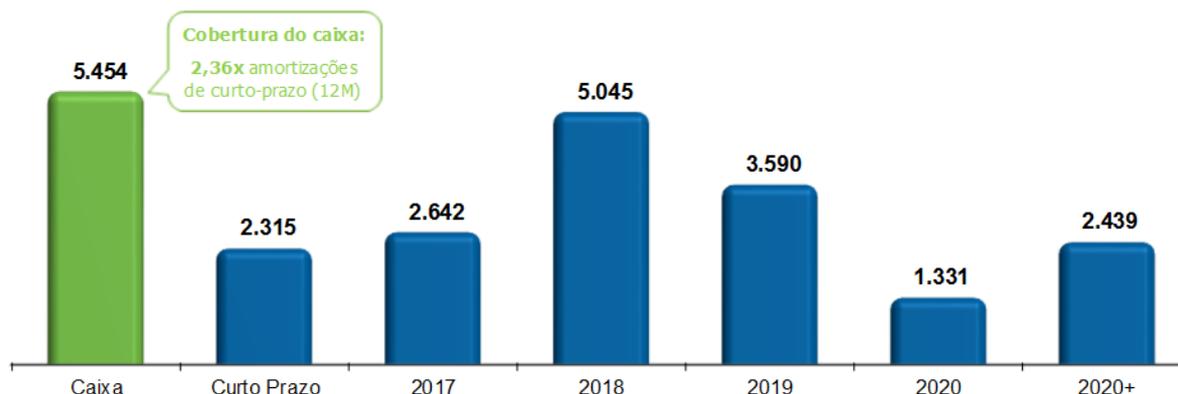


Notas: ¹ Considera MTM, gastos com captação e emissão.
 (*) Não considera MTM e gastos com captação e emissão.

5.2.2) 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 18-24 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 (Dez/15)



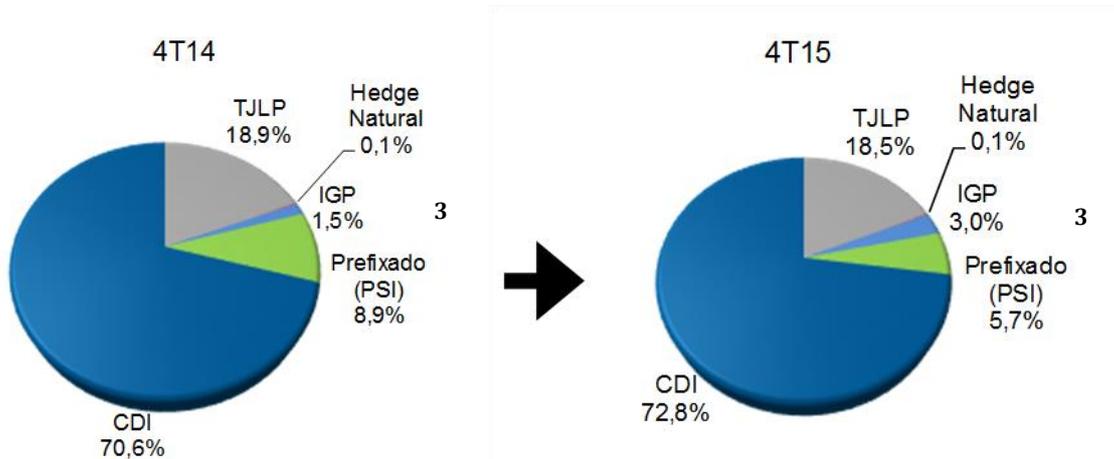
Nota: Considera apenas o principal da dívida, incluindo hedge e excluindo encargos.

A posição de caixa ao final do 4T15 possui índice de cobertura de 2,36x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2018. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,44 anos.

Dívida Financeira - 4T15 - 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	-	-	-	638.655	-	-	-	938.655	-	938.655
Distribuição	316.322	1.287.815	26.786	460.318	4.230	9.745	997.839	5.074.852	-	2.245.000	1.345.177	9.077.731	10.422.908
Comercialização e Serviços	4.113	25.925	2.043	3.068	1.280	1.429	14.704	52.715	-	228.000	22.141	311.137	333.278
Geração Convencional	175.169	1.111.547	-	617.520	10.164	71.147	-	415.932	19.512	2.315.145	204.844	4.531.291	4.736.135
CPFL Renováveis	141.174	1.473.054	-	-	41.470	347.240	-	-	236.459	852.787	419.103	2.673.082	3.092.185
Outros	3.876	55.546	7.901	27.763	-	-	-	-	-	-	11.777	83.308	95.086
Endividamento (Principal)	640.654	3.953.888	336.730	1.108.669	57.144	429.561	1.651.199	5.543.499	255.971	5.640.932	2.941.698	16.676.549	19.618.247
Encargos													
Hedge											482.390	(189.333)	293.056
											(626.512)	(1.618.055)	(2.244.567)
Dívida Financeira Incluindo Hedge											2.797.575	14.869.161	17.666.736
Participação sobre o total (%)											15,8%	84,2%	100,0%
Entidade de Previdência Privada											802	474.318	475.120
Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada)											2.798.377	15.343.479	18.141.856
Participação sobre o total (%)											15,4%	84,6%	100,0%

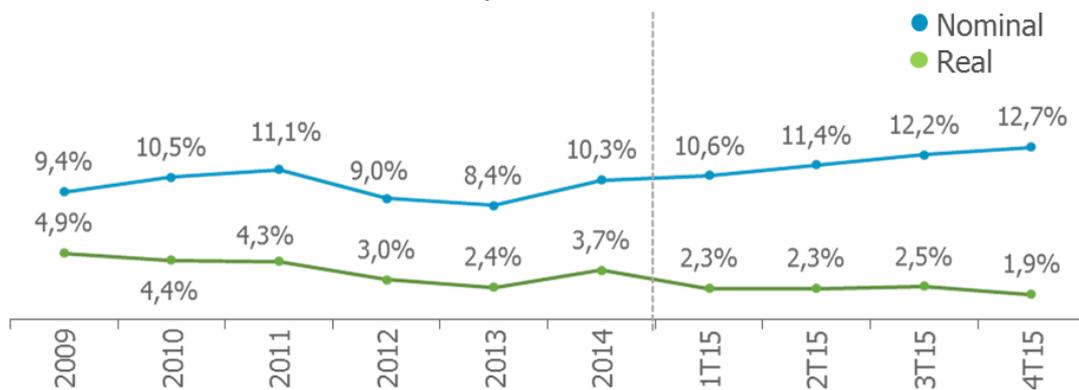
5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério Pro Forma

Indexação¹ Pós-Hedge² no critério Pro Forma – 4T14 vs. 4T15



Notas: 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceraan, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa; 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (35,4% 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.

5.3) Dívida Líquida no critério Covenant e Alavancagem

No 4T15, a Dívida Líquida pro forma atingiu R\$ 12.213 milhões, uma queda de 6,3% em relação à posição de dívida líquida no final do 4T14, que era de R\$ 13.038 milhões.

Pro forma (*) - R\$ Mil	4T15	4T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.666.736)	(17.126.023)	3,2%
(+) Disponibilidades	5.454.199	4.087.851	33,4%
(=) Dívida Líquida	(12.212.537)	(13.038.171)	-6,3%
EBITDA Gerencial ²	3.584.206	3.735.784	-4,1%
Dívida Líquida / EBITDA	3,41x	3,49x	-0,08x

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.

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. Considerando-se que a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.213 milhões e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu R\$ 3.584 milhões, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 4T15 alcançou 3,41x.

5.4) Ratings

Em fevereiro de 2016, a Standard&Poor's rebaixou novamente o rating soberano brasileiro, o que impactou diretamente a composição do rating da CPFL Energia e suas subsidiárias, acarretando o rebaixamento automático para brAA- e a manutenção da sua perspectiva negativa.

Já em março de 2016, a Fitch reafirmou o rating AA (bra) da CPFL Energia e suas subsidiárias e alterou a perspectiva de cenário de estável para negativa.

Ainda assim, a CPFL Energia detém uma 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		2013	2014	2015	mar/16
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA	brAA-
	Perspectiva	Estável	Estável	Negativa	Negativa
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Negativa

Nota: Considera posição ao final do período.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos realizados

Investimentos (IFRS - R\$ Mil)						
Segmento	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Distribuição	255.853	200.030	27,9%	868.495	702.386	23,6%
Geração - Convencional	4.336	9.189	-52,8%	6.910	14.419	-52,1%
Geração - Renováveis ¹	206.453	76.476	170,0%	493.584	250.803	96,8%
Comercialização	1.213	1.011	20,0%	2.432	3.531	-31,1%
Serviços e Outros ²	28.553	21.372	33,6%	56.375	90.729	-37,9%
Total	496.408	308.078	61,1%	1.427.796	1.061.868	34,5%
Transmissão	6.690	29.023	-76,9%	37.469	56.846	-34,1%
Obrigações Especiais	80.647	55.727	44,7%	254.924	181.407	40,5%

Notas:

1) A diferença de R\$ 12 milhões no ano de 2015 entre o número reportado no *Release* de Resultados da CPFL Renováveis está contabilizada na linha "Fornecedores de Imobilizado" da nota explicativa 30 do DFP da CPFL Renováveis;

2) Outros – refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

No 4T15, foram realizados investimentos de R\$ 496 milhões, o que representa um aumento de 61,1% em relação ao 4T14. No ano de 2015, A CPFL Energia investiu R\$ 1,4 bilhão, um aumento de 34,5% em relação ao mesmo período do ano passado. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 7 milhões no trimestre (R\$ 37 milhões em 2015) 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\$ 81 milhões em Obrigações Especiais no trimestre (R\$ 255 milhões no ano de 2015) entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 4T15 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.

6.2) Investimentos projetados

Em dezembro de 2015, o Conselho de Administração aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o orçamento anual de 2016 e projeções plurianuais 2017/2020 da CPFL Energia e de

sociedades controladas, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

Investimentos projetados



Notas:

(i) valores em moeda constante;

(ii) valores do segmento de distribuição líquidos de Obrigações Especiais e outros itens financiados pelos consumidores;

(iii) IFRS – 100% CERAN e CPFL Renováveis. *Pro forma* – participação da CPFL Energia nos projetos de geração.

7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia prevê anualmente a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	864.940
Realização do resultado abrangente	26.119
Dividendos prescritos	5.597
Lucro líquido base para destinação	896.656
Reserva legal	(43.247)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(255.013)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(392.972)
Dividendo mínimo obrigatório	(205.423)

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

A Administração propõe a distribuição de R\$ 205 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 0,206868475 por ação, relativo ao ano de 2015.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas ocorridos durante o ano de 2015, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 393 milhões à reserva estatutária – reforço de capital de giro.

Bonificação em Ações aos Acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 7 de março de 2016, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta será submetida para aprovação à Assembleia Geral Extraordinária convocada para 29 de abril de 2016.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

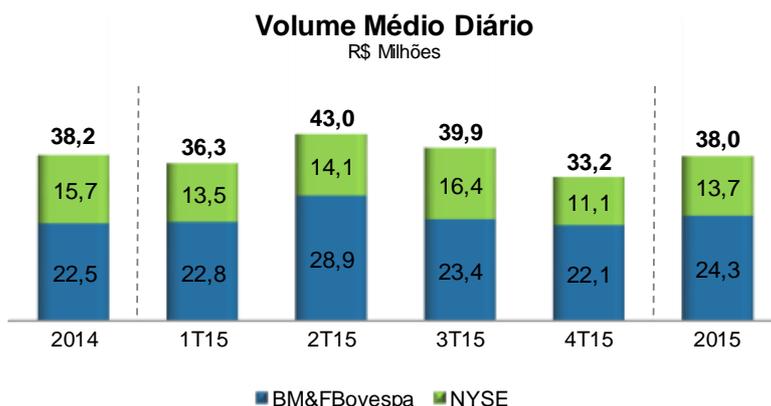
A CPFL Energia, com 31,9% (até 31 de dezembro de 2015) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

BM&FBovespa				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/12/2014	R\$ 17,92	27.161	50.007	31/12/2014	\$ 13,57	20.181	17.823
30/09/2015	R\$ 14,87	25.775	45.059	30/09/2015	\$ 7,50	12.159	16.285
31/12/2015	R\$ 15,18	24.803	43.349	31/12/2015	\$ 7,42	11.301	17.425
Var. Tri	2,1%	-3,8%	-3,8%	Var. Tri	-1,1%	-7,1%	7,0%
Var. Ano	-15,3%	-8,7%	-13,3%	Var. Ano	-45,3%	-44,0%	-2,2%

Em 31 de dezembro de 2015, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 15,18 por ação na BM&FBovespa e US\$ 7,42 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma variação no trimestre de 2,1% e -1,1%, respectivamente. Em doze meses, a desvalorização da ação foi de 15,3% na BM&FBovespa e da ADR de 45,3% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 4T15 foi de R\$ 33,2 milhões, sendo R\$ 22,1 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 11,1 milhões na NYSE, representando uma queda de 6,1% em relação ao 4T14. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 11,6%, passando de uma média diária de 6.110 negócios, no 4T14, para 6.820 negócios, no 4T15.



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 2015, a CPFL completou 11 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 da NYSE, segmentos de listagem diferenciados 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, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e 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.

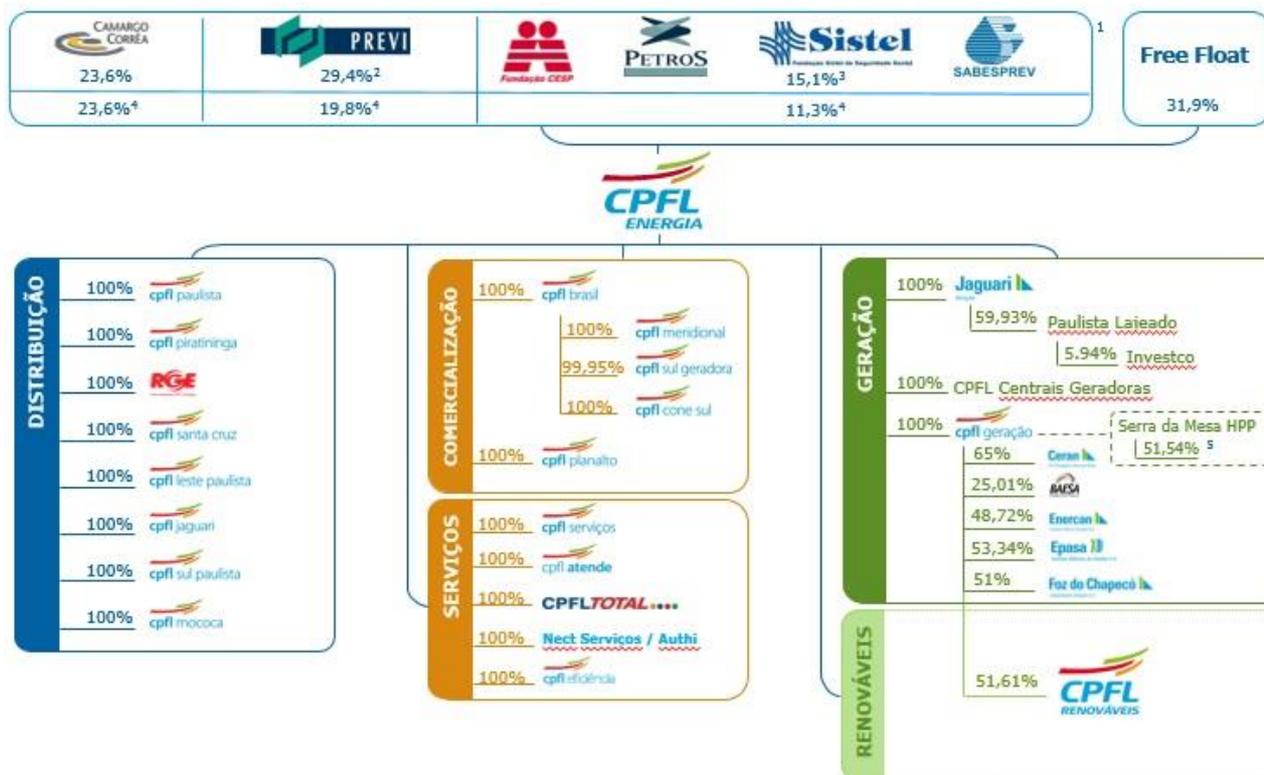
A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente, 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. 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.

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/12/2015

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



Notas:

- 1) Acionistas controladores;
- 2) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- 3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros;
- 4) Percentuais referentes às ações vinculadas ao acordo de Acionistas da CPFL Energia sobre a base acionária total;
- 5) 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)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) ⁽¹⁾	7.233.557	5.354.090	35,1%	28.865.198	17.893.300	61,3%
Receita Operacional Bruta Gerencial ⁽¹⁾	7.233.557	4.800.663	50,7%	28.865.198	16.990.564	69,9%
Receita Operacional Líquida (IFRS) ⁽¹⁾	3.541.252	3.912.158	-9,5%	15.550.533	12.787.990	21,6%
Receita Operacional Líquida Gerencial ⁽¹⁾	3.541.252	3.406.220	4,0%	15.580.533	12.010.838	29,7%
Custo com Energia Elétrica	(2.684.554)	(2.457.560)	9,2%	(11.934.217)	(8.998.898)	32,6%
Custos e Despesas Operacionais	(909.038)	(826.821)	9,9%	(3.357.432)	(2.948.656)	13,9%
Resultado do Serviço	221.019	896.955	-75,4%	1.268.068	1.717.844	-26,2%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	345.451	1.014.395	-65,9%	1.750.485	2.180.272	-19,7%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	345.451	508.457	-32,1%	1.830.297	1.984.873	-7,8%
Resultado Financeiro	110.362	(13.598)	-	(144.080)	(308.623)	-53,3%
Lucro Antes da Tributação	331.382	883.357	-62,5%	1.123.988	1.409.222	-20,2%
Lucro Líquido (IFRS)	197.886	630.385	-68,6%	709.355	947.958	-25,2%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	197.886	300.300	-34,1%	762.031	866.748	-12,1%

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 13.12.

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 4T15, foi contabilizado um total de ativos e passivos financeiros setoriais no montante de R\$ 195 milhões (R\$ 177 milhões líquidos de PIS e Cofins), comparado ao montante de R\$ 911 milhões no 4T14, uma redução de 78,6% (R\$ 716 milhões). Em 31 de dezembro de 2015, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era de R\$ 1.954 milhões (R\$ 1.682 milhões, desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas pela Aneel e obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo de R\$ 2.302 milhões (R\$ 1.907 milhões, desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas pela Aneel) em 30 de setembro de 2015.

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\$ 7.234 milhões no 4T15, um aumento de 35,1% (R\$ 1.879 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 51,7% (R\$ 2.278 milhões) na receita com venda de energia (cativo + TUSD), em decorrência do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 4T14 e 4T15 (em virtude dos reajustes tarifários anuais, da aplicação das bandeiras tarifárias e da adoção da RTE a partir de março de 2015), efeito esse que foi suficiente para compensar a redução de 5,3% no volume de vendas na área de concessão;
- Aumento de R\$ 33 milhões no aporte de CDE (subsídios tarifários);
- Aumento de R\$ 111 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de R\$ 174 milhões em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 716 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passando de R\$ 911 milhões no 4T14, quando foi contabilizado todo o saldo de ativos regulatórios, para R\$ 195 milhões no 4T15.

Desconsiderando os ativos e passivos financeiros setoriais relativos a períodos anteriores (R\$ 553 milhões) no 4T14, a receita operacional bruta gerencial registrou um aumento de 50,7% (R\$ 2.433 milhões) no 4T15.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 3.692 milhões no 4T15, representando um aumento de 156,1% (R\$ 2.250 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- de 50,9% no ICMS (R\$ 426 milhões);
- de 40,9% no PIS e Cofins (R\$ 195 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

4T15, em consonância com a Lei nº 12.973/14, que alterou as regras de tomada de crédito a partir de 2015;

- de 1568,6% na CDE (R\$ 1.156 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE;
- de 47,8% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 13 milhões);
- contabilização de outros encargos do consumidor, referente às bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 459 milhões);
- de R\$ 4 milhões da taxa de fiscalização da Aneel, que em 2014 estava registrada em Outras Despesas;

Parcialmente compensados pela redução:

- de 14,5% no PROINFA (R\$ 4 milhões).

As deduções gerenciais da receita operacional bruta registraram um aumento de 164,8% (R\$ 2.298 milhões) no 4T15. O aumento das deduções gerenciais da receita bruta se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 47 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber de períodos anteriores contabilizados no 4T14.

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\$ 3.541 milhões no 4T15, representando uma redução de 9,5% (R\$ 371 milhões). A receita operacional líquida gerencial registrou um aumento de 4,0% (R\$ 135 milhões) no 4T15.

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\$ 2.685 milhões no 4T15, representando um aumento de 9,2% (R\$ 227 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) atingiu R\$ 2.386 milhões no 4T15, o que representa uma redução de 0,9% (R\$ 22 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de R\$ 635 milhões no custo com energia de curto prazo, passando de um custo de R\$ 623 milhões no 4T14 para uma receita de R\$ 12 milhões no 4T15, decorrente principalmente das reduções de 87,9% na quantidade de energia comprada (672 GWh) e do PLD médio (de R\$ 727,54/MWh no 4T14 para R\$ 177,09/MWh no 4T15, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 712,43/MWh no 4T14 para R\$ 166,85/MWh no 4T15, no submercado Sul);
 - (ii) Redução de 0,6% (0,4 milhão) no custo com PROINFA, devido principalmente à redução de 1,6% no preço médio de compra (de R\$ 222,33/MWh no 4T14 para R\$ 218,79/MWh no 4T15), parcialmente compensada pelo aumento de 1,1% (3 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 120,9% (R\$ 442 milhões) no custo com energia de Itaipu, decorrente principalmente do aumento de 124,4% no preço médio de compra (de R\$ 138,79/MWh no 4T14 para R\$ 311,50/MWh no 4T15), parcialmente compensado pela redução de 1,6% (42 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iv) Contabilização do aporte da conta ACR no 4T14, no montante de R\$ 161 milhões, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas;
- (v) Aumento de 0,5% (R\$ 9 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido principalmente ao aumento de 9,7% (870 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 8,4% no preço médio de compra (de R\$ 196,69/MWh no 4T14 para R\$ 180,17/MWh no 4T15);

- (vi) Redução de 0,9% (R\$ 2 milhões) nos créditos de PIS e Cofins (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 298 milhões no 4T15, o que representa um aumento de 505,4% (R\$ 249 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 323 milhões), passando de uma receita de R\$ 175 milhões no 4T14 para um custo de R\$ 148 milhões no 4T15, em função da redução do PLD;
 - (ii) Aumento de R\$ 10 milhões nos encargos de conexão, de uso do sistema de distribuição e de transporte de Itaipu;
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Contabilização de encargos de energia de reserva – EER no 4T15, no montante de R\$ 41 milhões (receita no 4T15, não observada no 4T14);
 - (iv) Redução de 8,6% (R\$ 18 milhões) nos encargos da rede básica;
 - (v) Aumento de 505,4% (R\$ 25 milhões) nos créditos de PIS e Cofins (reductor de custo), gerados a partir dos encargos.

11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 909 milhões no 4T15, comparado a R\$ 827 milhões no 4T14, um aumento de 9,9% (R\$ 82 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 6,0% (R\$ 7 milhões) no item Depreciação e Amortização;
- Aumento de 1,6% (R\$ 4 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\$ 273 milhões no 4T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- O PMSO (IFRS) atingiu R\$ 500 milhões no 4T15, comparado a R\$ 428 milhões no 4T14, registrando um aumento de 16,8% (R\$ 72 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 4,8% (R\$ 8 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
 - (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 14,4% (R\$ 3 milhões);
 - (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 6,8% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos aumentos nas despesas com manutenção do sistema elétrico (R\$ 4 milhões), entrega e cobrança de fatura (R\$ 2 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), ações de cobrança (R\$ 4 milhões) e outros serviços terceirizados (R\$ 4 milhões), parcialmente compensados pela redução nas despesas com auditoria e consultoria (R\$ 6 milhões);
 - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram um aumento de 47,8% (R\$ 52 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Variação de R\$ 15 milhões na alienação, desativação e outros de ativos não circulantes, passando de um ganho de R\$ 14 milhões no 4T14 para uma perda de R\$ 1 milhão no 4T15;
 - ✓ Aumento de 64,6% (R\$ 12 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa;
 - ✓ Aumento de R\$ 12 milhões na despesa relacionada à reclassificação de multas operacionais de despesas financeiras para despesas operacionais;
 - ✓ Variação de R\$ 10 milhões nas doações, contribuições e subvenções, passando de

uma receita de R\$ 7 milhões no 4T14 para um custo de R\$ 3 milhões no 4T15;

- ✓ Aumento de R\$ 21 milhões em outras despesas;

Parcialmente compensado pela:

- ✓ Redução de 21,4% (R\$ 18 milhões) nas despesas legais, judiciais, indenizações e multas.

Parcialmente compensado pela:

- Redução de 7,9% (R\$ 1 milhão) no item Entidade de Previdência Privada;

PMSO Reportado ⁽¹⁾ (R\$ milhões)				
	4T15	4T14	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado (IFRS)				
Pessoal	(167,1)	(159,5)	(7,6)	4,8%
Material	(24,6)	(21,5)	(3,1)	14,4%
Serviços de Terceiros	(148,4)	(138,9)	(9,5)	6,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(160,0)	(108,3)	(51,7)	47,8%
<i>PDD</i>	<i>(30,8)</i>	<i>(18,7)</i>	<i>(12,1)</i>	<i>64,6%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(65,0)</i>	<i>(82,7)</i>	<i>17,7</i>	<i>-21,4%</i>
<i>Outros</i>	<i>(64,2)</i>	<i>(6,9)</i>	<i>(57,4)</i>	<i>835,6%</i>
Total PMSO	(500,2)	(428,2)	(72,0)	16,8%

Nota: (1) PMSO Reportado (IFRS) equivalente ao PMSO Gerencial.

11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 345 milhões no 4T15, registrando uma redução de 65,9% (R\$ 669 milhões).

Desconsiderando os ativos e passivos financeiros setoriais relativos a períodos anteriores (R\$ 506 milhões) no 4T14, o **EBITDA Gerencial** teve uma redução de 32,1% (R\$ 163 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	4T15	4T14	Var.
EBITDA - IFRS (A)	345	1.014	-65,9%
(+) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (na competência) (B)	-	325	-
(+) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (C)	-	(831)	-
EBITDA Gerencial (A + B + C)	345	508	-32,1%

11.1.1.6) Resultado Financeiro

No 4T15, o resultado financeiro líquido (IFRS) foi uma receita financeira líquida de R\$ 110 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 14 milhões no 4T14, registrando uma variação

de R\$ 124 milhões. O resultado financeiro líquido gerencial no 4T15 foi uma receita financeira líquida também de R\$ 110 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 8 milhões no 4T14, registrando uma variação de R\$ 118 milhões.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira (IFRS): aumento de 147,7% (R\$ 244 milhões), passando de R\$ 165 milhões no 4T14 para R\$ 409 milhões no 4T15. Receita Financeira Gerencial: aumento de 139,3% (R\$ 238 milhões), passando de R\$ 171 milhões no 4T14 para R\$ 409 milhões no 4T15, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 96 milhões no ativo financeiro da concessão, passando de uma receita de R\$ 56 milhões no 4T14 para uma receita de R\$ 152 milhões no 4T15, devido à variação do IGP-M, à maior base de ativos e à alteração do indexador de IGP-M para IPCA;
- (ii) Aumento de R\$ 59 milhões em atualizações de ativo financeiro setorial;
- (iii) Aumento de R\$ 37 milhões em atualização de créditos fiscais;
- (iv) Aumento de R\$ 25 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores;
- (v) Aumento de R\$ 24 milhões nos acréscimos e multas moratórias, por conta do aumento na tarifa;
- (vi) Aumento de 61,5% (R\$ 22 milhões) nas rendas de aplicações financeiras, em virtude dos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;
- (vii) Aumento de R\$ 11 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
- (viii) Aumento de 31,4% (R\$ 5 milhões) na atualização de depósitos judiciais;

Parcialmente compensados por:

- (ix) PIS e Cofins sobre receita financeira (R\$ 27 milhões);
 - (x) Efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 11 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional;
 - (xi) Redução de R\$ 5 milhões em outras receitas financeiras.
- Despesa Financeira (IFRS): aumento de 67,0% (R\$ 120 milhões), passando de R\$ 179 milhões no 4T14 para R\$ 298 milhões no 4T15. Despesa Financeira Gerencial: variação idêntica ao IFRS, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Efeito negativo da marcação a mercado no 4T15 nas operações sob a lei 4.131 - Efeito não caixa (R\$ 97 milhões);
- (ii) Aumento de 23,3% (R\$ 32 milhões) nos encargos de dívidas, devido principalmente aos aumentos no custo médio da dívida e no estoque de dívida;
- (iii) Aumento de 41,1% (R\$ 26 milhões) em atualizações monetárias e cambiais;
- (iv) Aumento de 94,3% (R\$ 26 milhões) em outras despesas financeiras;

Parcialmente compensados pelo:

- (v) Efeito positivo da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 61 milhões), com contrapartida na linha de ativos e passivos financeiros setoriais, que compõe a Receita Operacional.

11.1.1.7) Lucro Líquido

No 4T15, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 198 milhões, registrando uma redução de 68,6% (R\$ 432 milhões).

Desconsiderando os ativos e passivos financeiros setoriais relativos a períodos anteriores (R\$ 330 milhões) no 4T14, o **Lucro Líquido Gerencial** teve uma redução de 34,1% (R\$ 102 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	4T15	4T14	Var.
Lucro Líquido - IFRS (A)	198	630	-68,6%
(+) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (na competência) (B)	-	219	-
(+) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (C)	-	(549)	-
Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)	198	300	-34,1%

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 as datas das revisões sejam alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 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, correspondendo 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, correspondendo 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
Resolução Homologada	1.849	1.851	1.853	1.852	1.850
IRT Econômico	28,9%	30,2%	40,1%	28,8%	22,0%
Componentes Financeiros	-5,6%	-5,4%	-1,6%	-8,0%	12,7%
IRT Total	23,3%	24,9%	38,5%	20,8%	34,7%
Efeito Médio	29,2%	28,4%	45,7%	24,9%	28,0%

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

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 para R\$2,80/US\$ 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; e (iv) 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 Jaguari	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%
Efeito Médio Consumidor	37,2%	32,3%	16,6%	22,0%	23,0%	19,5%	10,0%	29,8%

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 Jaguari, 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 Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Efeito Médio Consumidor	-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 Jaguari	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, propõe que as datas das revisões sejam alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 6 de fevereiro.

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 (8,10%), Parcela B (1,36%) e componentes financeiros (11,65%). O impacto 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 mais 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 ¹ + CAIMI ² (I)	447
Parcela B (J = H + I)	801
Outras Receitas (K)	36
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 de Instalações e Imóveis.

11.1.5) Indicadores Operacionais

11.1.5.1) DEC e FEC

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.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC											
	DEC (horas)						FEC (nº vezes)					
	2011	2012	2013	2014	2015	ANEEL	2011	2012	2013	2014	2015	ANEEL
CPFL Paulista	6,77	7,48	7,14	6,93	7,76	8,07	5,36	5,37	4,73	4,89	4,89	7,27
CPFL Piratininga ¹	6,44	5,66	7,44	6,98	7,24	7,36	4,87	4,24	4,58	4,19	4,31	6,47
RGE	15,19	14,61	17,35	18,77	15,98	13,66	9,44	8,94	9,04	9,14	8,33	10,80
CPFL Santa Cruz	8,43	5,28	6,97	6,74	8,46	10,19	8,15	5,83	6,82	5,29	6,34	10,07
CPFL Jaguari	7,00	4,49	5,92	5,41	6,93	8,50	5,73	4,66	5,43	4,32	4,61	8,00
CPFL Mococa	5,95	5,83	4,86	6,88	7,04	10,59	5,24	5,69	4,93	7,31	5,92	9,79
CPFL Leste Paulista	9,66	8,26	7,58	8,48	7,92	10,58	6,17	6,57	6,33	6,30	5,67	9,29
CPFL Sul Paulista	9,06	10,80	9,08	9,69	11,51	10,40	5,70	9,01	6,71	7,03	9,47	9,20

* Valores anualizados

Nota:

- 1) A meta regulatória da Aneel estabelecida no 4º CRTP para 2016 será 7,35 e 6,47 para DEC e FEC, respectivamente.

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				
	mar/15	jun/15	set/15	dez/15	ANEEL	mar/15	jun/15	set/15	dez/15	ANEEL	mar/15	jun/15	set/15	dez/15	ANEEL
CPFL Paulista	6,10%	6,22%	6,32%	6,32%	6,32%	2,24%	2,03%	2,30%	2,33%	1,96%	8,34%	8,25%	8,61%	8,65%	8,28%
CPFL Piratininga*	4,16%	4,17%	4,19%	4,51%	4,79%	2,12%	1,99%	2,10%	2,41%	1,51%	6,28%	6,16%	6,29%	6,92%	6,30%
RGE	7,85%	7,85%	7,87%	7,75%	7,28%	1,79%	1,27%	1,53%	1,57%	1,87%	9,64%	9,12%	9,39%	9,32%	9,15%
CPFL Santa Cruz	7,64%	7,91%	8,11%	8,81%	7,93%	1,25%	0,54%	1,30%	0,05%	0,55%	8,89%	8,45%	9,41%	8,86%	8,48%
CPFL Leste Paulista	8,50%	8,56%	8,40%	8,22%	8,10%	2,60%	2,70%	3,14%	3,54%	1,44%	11,09%	11,26%	11,54%	11,76%	9,54%
CPFL Sul Paulista	6,90%	6,98%	7,14%	7,29%	6,70%	0,91%	0,77%	0,32%	0,35%	0,35%	7,81%	7,75%	7,46%	7,64%	7,05%
CPFL Jaguari	3,70%	3,73%	3,64%	3,54%	3,14%	0,57%	0,53%	0,58%	0,84%	0,41%	4,26%	4,25%	4,22%	4,38%	3,55%
CPFL Mococa	7,72%	7,85%	7,70%	7,71%	9,49%	1,38%	1,23%	1,79%	1,87%	0,00%	9,10%	9,08%	9,49%	9,58%	9,49%

* Para o 4º CRTP, a ANEEL definiu os seguintes valores para a CPFL Piratininga: 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 - BT	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	mar/15	jun/15	set/15	dez/15	ANEEL
CPFL Paulista	5,28%	4,78%	5,40%	5,45%	4,61%
CPFL Piratininga*	6,35%	5,92%	6,22%	6,54%	4,20%
RGE	4,52%	3,16%	3,80%	3,86%	4,41%
CPFL Santa Cruz	2,39%	1,03%	2,53%	0,10%	1,06%
CPFL Leste Paulista	4,49%	4,68%	5,49%	6,51%	2,46%
CPFL Sul Paulista	2,38%	2,04%	0,85%	0,90%	0,92%
CPFL Jaguari	2,25%	2,07%	2,30%	3,36%	1,64%
CPFL Mococa	2,40%	2,13%	3,10%	3,24%	0,00%

* Para o 4º CRTP, a ANEEL definiu as PNT sobre o mercado BT em 3,90%.

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	644.117	850.775	-24,3%	2.401.699	2.801.799	-14,3%
Receita Operacional Líquida	573.272	760.774	-24,6%	2.130.153	2.497.168	-14,7%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	7.646	46.703	-83,6%	134.171	263.411	-49,1%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	46.602	46.703	-0,2%	173.127	263.411	-34,3%
Lucro Líquido (IFRS)	(21.437)	24.612	-	82.704	168.046	-50,8%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	4.274	24.612	-82,6%	108.415	168.046	-35,5%

Nota:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
 (2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido.

Receita Operacional

No 4T15, a receita operacional bruta atingiu R\$ 644 milhões, representando uma redução de 24,3% (R\$ 207 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 573 milhões, representando uma redução de 24,6% (R\$ 188 milhões).

EBITDA

No 4T15, o EBITDA foi de R\$ 8 milhões, comparado a R\$ 47 milhões no 4T14, uma redução de 83,6% (R\$ 39 milhões).

Expurgando o **item não-recorrente** do reconhecimento no 4T15 de perda por redução ao valor recuperável de ativos, que soma R\$ 39 milhões, o **EBITDA Gerencial** atingiu R\$ 47 milhões, estável em relação ao 4T14.

Lucro Líquido

No 4T15, o prejuízo líquido foi de R\$ 21 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 25 milhões no 4T14.

Expurgando o **item não-recorrente** descrito acima, com efeito de R\$ 26 milhões, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 4 milhões no 4T15, uma redução de 82,6% (R\$ 20 milhões).

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	289.335	352.906	-18,0%	1.077.951	1.282.374	-15,9%
Receita Operacional Líquida	263.120	323.339	-18,6%	982.326	1.189.139	-17,4%
Custo com Energia Elétrica	(46.139)	(179.967)	-74,4%	(223.495)	(482.036)	-53,6%
Custos e Despesas Operacionais	(54.622)	(62.349)	-12,4%	(211.987)	(220.879)	-4,0%
EBITDA⁽¹⁾	286.394	80.936	253,9%	892.728	679.510	31,4%
Lucro Líquido	137.739	(52.011)	-	302.862	119.128	154,2%

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Gerencial ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	587.073	711.694	-17,5%	2.204.666	2.673.996	-17,6%
Receita Operacional Líquida	534.148	648.617	-17,6%	2.006.184	2.456.464	-18,3%
Custo com Energia Elétrica	(19.499)	(302.887)	-93,6%	(299.466)	(792.188)	-62,2%
Custos e Despesas Operacionais	(192.442)	(278.438)	-30,9%	(728.508)	(976.837)	-25,4%
Resultado do Serviço	322.207	67.291	378,8%	978.210	687.439	42,3%
EBITDA	380.920	130.135	192,7%	1.215.068	926.434	31,2%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	284.685	257.879	10,4%	1.415.238	1.218.346	16,2%
Resultado Financeiro	(134.509)	(129.020)	4,3%	(581.743)	(519.430)	12,0%
Lucro Antes da Tributação	187.698	(61.729)	-	396.467	167.057	137,3%
Lucro Líquido	126.417	(44.127)	-	276.872	105.999	161,2%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	62.902	40.184	56,5%	408.985	298.661	36,9%

Notas:

- (1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguarí Geração);
 (2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido.

Receita Operacional

No 4T15, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 587 milhões, uma redução de 17,5% (R\$ 125 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 534 milhões, registrando uma redução de 17,6% (R\$ 114 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\$ 55 milhões). O ganho do 4T14 foi registrado na receita operacional; já o ganho do 4T15 foi registrado como redutor do custo com energia elétrica;
- (ii) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 82 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\$ 12 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 4T15, o custo com energia elétrica, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, foi de R\$ 19 milhões, uma redução de 93,6% (R\$ 283 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (reduzidor de custo) no 4T15 (R\$ 59 milhões). O ganho do 4T14 foi registrado na receita operacional;
- (ii) Custos com GSF de R\$ 23 milhões no 4T15, enquanto que no 4T14 esse custo foi de R\$ 128 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) Contabilização da repactuação do GSF no 4T15, no montante de R\$ 120 milhões – **efeito não-recorrente**;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Outros efeitos (R\$ 1 milhão).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiram R\$ 192 milhões no 4T15, comparados a R\$ 278 milhões no 4T14, uma redução de 30,9% (R\$ 86 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 134 milhões, registrando uma redução de 38,0% (R\$ 82 milhões), devido principalmente à redução nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 84 milhões) (receita associada), parcialmente compensada por outros efeitos (R\$ 2 milhões);
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 59 milhões, uma redução de 6,6% (R\$ 4 milhões).

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões)				
	4T15	4T14	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO Reportado (IFRS)				
Pessoal	(8,2)	(8,2)	(0,0)	0,1%
Material	(0,5)	(0,3)	(0,2)	73,2%
Serviços de Terceiros	(4,9)	(4,7)	(0,2)	4,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9,1)	(11,2)	2,2	-19,2%
Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)	(22,7)	(24,4)	1,7	-6,9%
Consolidação Proporcional				
Pessoal	(3,5)	(3,1)	(0,4)	12,7%
Material	(78,5)	(171,4)	92,9	-54,2%
Serviços de Terceiros	(17,4)	(6,3)	(11,1)	177,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11,6)	(10,4)	(1,2)	11,4%
Total Consolidação Proporcional - (B)	(111,0)	(191,2)	80,2	-42,0%
PMSO Gerencial				
Pessoal	(11,7)	(11,3)	(0,4)	3,6%
Material	(79,0)	(171,7)	92,7	-54,0%
Serviços de Terceiros	(22,2)	(10,9)	(11,3)	103,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(20,7)	(21,6)	1,0	-4,5%
Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B)	(133,7)	(215,6)	81,9	-38,0%

EBITDA

No 4T15, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 381 milhões, comparado a R\$ 130 milhões no 4T14, um aumento de 192,7% (R\$ 251 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 285 milhões no 4T15, comparado a R\$ 258 milhões no 4T14, um aumento de 10,4% (R\$ 27 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	4T15	4T14	Var.
EBITDA - IFRS (A)	286	81	253,9%
(+) Consolidação Proporcional (B)	95	49	92,1%
(+) Efeitos não-recorrentes (C)	(96)	128	-
GSF (<i>Generation Scaling Factor</i>)	23	128	-81,7%
Repactuação do GSF	(120)	-	-
EBITDA Gerencial (A + B + C)	285	258	10,4%

Resultado Financeiro

No 4T15, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 135 milhões, representando um aumento de 4,3% (R\$ 5 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 156 milhões no 4T14 para R\$ 186 milhões no 4T15 (aumento de 19,3% ou R\$ 30 milhões), devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida. Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 27 milhões no 4T14 para R\$ 52 milhões no 4T15 (aumento de 91,6% ou R\$ 25 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras.

Lucro Líquido

No 4T15, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 126 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 44 milhões no 4T14.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 63 milhões no 4T15, comparado a R\$ 40 milhões no 4T14, um aumento de 56,5% (R\$ 23 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	4T15	4T14	Var.
Lucro Líquido - IFRS (A)	138	(52)	-
(+) Consolidação Proporcional (B)	(11)	8	-
(+) Efeitos não-recorrentes (C)	(64)	84	-
GSF (<i>Generation Scaling Factor</i>)	15	84	-81,7%
Repactuação do GSF	(79)	-	-
Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)	63	40	56,5%

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Mil)						
	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Receita Operacional Bruta (IFRS)	460.548	397.990	15,7%	1.594.364	1.338.456	19,1%
Receita Operacional Líquida	437.427	369.362	18,4%	1.499.356	1.247.627	20,2%
Custo com Energia Elétrica	(28.992)	(83.097)	-65,1%	(260.091)	(354.387)	-26,6%
Custos e Despesas Operacionais	(179.802)	(197.136)	-8,8%	(778.492)	(661.960)	17,6%
Resultado do Serviço	228.632	89.128	156,5%	460.772	231.280	99,2%
EBITDA (IFRS)*	372.049	209.359	77,7%	1.001.351	663.548	50,9%
Resultado Financeiro	(124.026)	(135.990)	-8,8%	(460.268)	(364.997)	26,1%
Lucro antes da Tributação	104.607	(46.862)	-	504	(133.717)	-
Lucro Líquido (IFRS)	82.642	(65.243)	-	(48.717)	(167.361)	-

* 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)						
	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Receita Operacional Bruta	229.557	205.401	11,8%	827.839	758.719	9,1%
Receita Operacional Líquida	218.409	190.626	14,6%	778.980	707.348	10,1%
Custo com Energia Elétrica	(7.612)	(42.886)	-82,3%	(139.383)	(202.502)	-31,2%
Custos e Despesas Operacionais	(92.798)	(101.743)	-8,8%	(401.788)	(375.217)	7,1%
Resultado do Serviço	117.999	45.996	156,5%	237.809	129.629	83,5%
EBITDA*	192.018	108.049	77,7%	516.807	375.264	37,7%
EBITDA Gerencial	173.693	110.132	57,7%	557.831	461.415	20,9%
Resultado Financeiro	(64.011)	(70.184)	-8,8%	(237.549)	(204.919)	15,9%
Lucro antes da Tributação	53.988	(24.188)	-	260	(75.290)	-
Lucro Líquido	42.653	(33.675)	-	(25.144)	(93.757)	-
Lucro Líquido Gerencial	24.328	(13.374)	-	15.881	10.613	49,6%

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

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 4T15, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início antecipado da operação do parque eólico **Morro dos Ventos II** (29,2 MW), em abril de 2015.
- (ii) Efeitos do sinistro na usina de **Bio Pedra**;
- (iii) Efeitos do **GSF**¹;
- (iv) **Repactuação do risco hidrológico** das usinas que atendem aos contratos do Proinfa;

Nota:

1) Parte dos efeitos do GSF (R\$ 0,7 milhão) e da repactuação do GSF (R\$ 8,1 milhões) que são lançados contabilmente como receita pela CPFL Renováveis, são reclassificados como custos em nossa análise gerencial.

Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a receita operacional bruta atingiu R\$ 230 milhões no 4T15, representando um aumento de 11,8% (R\$ 24 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 218 milhões, representando um aumento de 14,6% (R\$ 28 milhões). Este aumento decorre, principalmente, do projeto eólico que iniciou as vendas no período (citado acima), efeitos do sinistro de Bio Pedra, além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo do período.

Custo com Energia Elétrica

No 4T15, o custo com energia elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 8 milhões, representando uma redução de 82,3% (R\$ 35 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 13 milhões referente ao menor impacto do GSF¹ no montante de R\$ 3 milhões no 4T15, enquanto que no 4T14 esse custo foi de R\$ 16 milhões (**efeito não recorrente**);
- (ii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs que não estavam no MRE. No 4T15, as compras das PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro totalizaram R\$ 1 milhão, enquanto que no 4T14 as compras das PCHs Três Saltos, Americana e Socorro totalizaram R\$ 1 milhão (**efeito não recorrente**);
- (iii) Efeito positivo da repactuação do GSF¹ para usinas contratadas no mercado regulado no valor de R\$ 13 milhões no 4T15 (**efeito não recorrente**);
- (iv) Não necessidade de compra de energia no 4T15 para atender à sazonalização das PCHs e de usinas de biomassa ante compra de energia para as PCHs no valor de R\$ 8 milhões e para as usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 8 milhões no 4T14, fato que não se repetiu no 4T15;
- (v) Variação de R\$ 11 milhões referente à menor penalidade pela não geração de energia em Bio Formosa no valor de R\$ 1 milhão ocorrida no 4T15 contra R\$ 12 milhões no 4T14;
Parcialmente compensado por:
 - (vi) Recebimento de R\$ 15 milhões a título de reembolso pela compra de energia para honrar os contratos do complexo eólico Atlântica, decorrentes de acordo firmado com o fornecedor de equipamento no 4T14 (**efeito não recorrente**);
 - (vii) Penalidade de R\$ 1 milhão ocorrida no 4T15 decorrente das obrigações previstas nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER) da Bio Pedra
 - (viii) Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

Nota:

1) Parte dos efeitos do GSF (R\$ 0,7 milhão) e da repactuação do GSF (R\$ 8,1 milhões) que são lançados contabilmente como receita pela CPFL Renováveis, são reclassificados como custos em nossa análise gerencial.

Custos e Despesas Operacionais

No 4T15, os custos e despesas operacionais (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 93 milhões, representando uma redução de 8,8% (R\$ 9 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- PMSO, que atingiu R\$ 19 milhões, uma redução de 52,7% (R\$ 21 milhões). Os resultados referem-se principalmente:
 - (i) Reconhecimento de danos materiais no valor de R\$ 8 milhões referentes ao sinistro de Bio Pedra no 4T15 (**efeito não-recorrente** – redutor de despesa)
 - (ii) Baixas contábeis de projetos descontinuados no 4T14 estimadas em R\$ 5 milhões, fato que não se repetiu no 4T15;
 - (iii) Reconhecimento da indenização por indisponibilidade de geração com fornecedor de O&M de R\$ 3 milhões no 4T15
 - (iv) Outros efeitos (R\$ 5 milhões).
- Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 74 milhões, um aumento de 19,3% (R\$ 12 milhões), devido principalmente à entrada em operação de novos ativos entre o 4T14 e 4T15.

EBITDA

No 4T15, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 192 milhões, aumento de 77,7% (R\$ 84 milhões). Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 174 milhões no 4T15, comparado a R\$ 110 milhões no 4T14, um aumento de 57,7% (R\$ 64 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	4T15	4T14	Var. (%)
EBITDA - IFRS (A)	372	209	77,7%
(+) Consolidação Proporcional (B)	(180)	(101)	-
(+) Efeitos não-recorrentes (C)	(18)	2	-
GSF e Compra de Energia para PCHs	4	17	-
Repactuação GSF	(14)	-	-
Seguro - Bio Pedra	(8)	-	-
Ressarcimento de Fornecedor	-	(15)	-
EBITDA Gerencial (A+B+C)	174	110	57,7%

Resultado Financeiro

No 4T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 64 milhões, representando uma queda de 8,8% (R\$ 6 milhões) em relação ao 4T14. As Despesas Financeiras se mantiveram na casa dos R\$ 85 milhões nos dois períodos. Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 15 milhões no 4T14 para R\$ 21 milhões no 4T15, um aumento de 42,2% (R\$ 6 milhões). Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro foram a elevação das taxas de referência dos contratos financeiros (CDI de 11,72% no 4T14 para 14,39% no 4T15 e TJLP de 5,0% no 4T14 para 7,0% no 4T15), o aumento do saldo médio de caixa e dos seguintes **efeitos não recorrentes**, que juntos somaram R\$ 18 milhões no 4T14, e que não se repetiram no 4T15. São eles:

- (a) na receita financeira, o recebimento, no 4T14, de atualização monetária sobre a devolução do adiantamento pela rescisão de contrato com fornecedor de equipamentos eólicos no valor de R\$ 1 milhão; e
- (b) na despesa financeira, (i) a reversão dos juros capitalizados do complexo eólico Atlântica ocorrida no 4T14 decorrente da revisão da entrada em operação desse Complexo de R\$ 8,9 milhões (sem efeito no caixa) e (ii) ao registro de ajuste a valor presente no valor de R\$ 10,2 milhões (sem efeito no caixa) devido à aprovação do novo plano de recuperação judicial de Baldin Bioenergia S.A. no 4T14.

Lucro Líquido

No 4T15, o **lucro líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 43 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 34 milhões no 4T14, uma variação de 76 milhões. Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 24 milhões no 4T15, comparado a um **Prejuízo Líquido Gerencial** de R\$ 13 milhões no 4T14 (R\$ 38 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	4T15	4T14	Var. (%)
Lucro Líquido - IFRS (A)	83	(65)	-
(+) Consolidação Proporcional (B)	(40)	32	-
(+) Efeitos não-recorrentes¹ (C)	(18)	20	-
GSF e Compra de Energia para PCHs	4	17	-
Repactuação GSF	(14)	-	-
Seguro - Bio Pedra	(8)	-	-
Ressarcimento de Fornecedor	-	(15)	-
Não recorrente - Resultado Financeiro	-	18	-
Lucro Líquido Gerencial (A+B+C)	24	(13)	-

Nota:

1) Como a CPFL Renováveis adota em seu planejamento tributário a metodologia de lucro presumido, os valores listados dos efeitos não-recorrentes são os mesmos utilizados no cálculo do EBITDA gerencial.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, 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 2.986 MW, perfazendo um portfólio total de 5.121 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	1.802
Em construção	51	282	-	-	333
Em desenvolvimento	216	2.226	-	544	2.986
Total	666	3.540	370	545	5.121

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.

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 – dezembro de 2015). Com a antecipação da obra, a energia gerada por este parque será vendida

no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2013, que passa a vigorar a partir de janeiro de 2018.

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 – dezembro 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 – dezembro de 2015).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
ATIVO	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	5.682.802	4.357.455
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.174.918	2.251.124
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	91.392	54.483
Títulos e Valores Mobiliários	23.633	5.324
Tributos a Compensar	475.211	329.638
Derivativos	627.493	23.260
Ativo Financeiro Setorial	1.464.019	610.931
Estoques	24.129	18.505
Arrendamentos	12.883	12.396
Ativo Financeiro da Concessão	9.630	540.094
Outros Créditos	922.541	1.011.495
TOTAL DO CIRCULANTE	12.508.652	9.214.704
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	128.946	123.405
Coligadas, Controladas e Controladora	84.265	100.666
Depósitos Judiciais	1.227.527	1.162.477
Tributos a Compensar	167.159	144.383
Ativo Financeiro Setorial	489.945	321.788
Derivativos	1.651.260	584.917
Créditos Fiscais Diferidos	334.886	938.496
Arrendamentos	34.504	35.169
Ativo Financeiro da Concessão	3.597.474	2.834.522
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	560.014	388.828
Investimentos	1.247.631	1.098.769
Imobilizado	9.173.217	9.149.486
Intangível	9.210.338	8.930.171
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	28.023.819	25.929.732
TOTAL DO ATIVO	40.532.471	35.144.436

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Fornecedores	3.161.210	2.374.147
Encargos de Dívidas	118.267	97.525
Encargos de Debêntures	232.227	293.108
Empréstimos e Financiamentos	2.831.654	1.093.500
Debêntures	458.165	2.042.075
Entidade de Previdência Privada	802	85.374
Taxas Regulamentares	852.017	43.795
Impostos, Taxas e Contribuições	653.342	436.267
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	221.855	19.086
Obrigações Estimadas com Pessoal	79.924	70.252
Derivativos	981	38
Passivo Financeiro Setorial	-	21.998
Uso do Bem Público	9.457	4.000
Outras Contas a Pagar	904.971	835.941
TOTAL DO CIRCULANTE	9.524.873	7.417.104
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	633	633
Encargos de Dívidas	120.659	60.717
Encargos de Debêntures	16.487	-
Empréstimos e Financiamentos	11.592.206	9.426.634
Debêntures	6.363.552	6.136.400
Entidade de Previdência Privada	474.318	518.386
Débitos Fiscais Diferidos	1.432.594	1.401.009
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	569.534	508.151
Derivativos	33.205	13.317
Uso do Bem Público	83.124	80.992
Outras Contas a Pagar	191.148	183.766
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	20.877.460	18.330.004
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	5.348.312	4.793.424
Reservas de Capital	468.082	468.082
Reserva Legal	694.058	650.811
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	585.451	330.437
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	392.972	554.888
Resultado Abrangente Acumulado	185.321	145.893
	7.674.196	6.943.535
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.455.942	2.453.794
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.130.138	9.397.329
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	40.532.471	35.144.436

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	4T15	4T14	Varição	2015	2014	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	6.421.970	4.301.517	49,3%	23.627.430	15.710.949	50,4%
Suprimento de Energia Elétrica	853.483	874.301	-2,4%	3.584.187	3.144.864	14,0%
Receita com construção de infraestrutura	278.900	308.944	-9,7%	1.046.669	944.997	10,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	194.554	910.720	-78,6%	2.506.524	910.720	175,2%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	826.115	403.689	104,6%	3.144.149	2.084.849	50,8%
	8.575.023	6.799.170	26,1%	33.908.958	22.796.379	48,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.788.942)	(1.556.196)	143,5%	(13.703.089)	(5.490.436)	149,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.786.081	5.242.974	-8,7%	20.205.869	17.305.942	16,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.639.168)	(2.918.628)	-9,6%	(11.846.779)	(10.157.636)	16,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(322.998)	(70.996)	354,9%	(1.464.967)	(485.495)	201,7%
	(2.962.166)	(2.989.625)	-0,9%	(13.311.747)	(10.643.131)	25,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(240.322)	(226.934)	5,9%	(939.209)	(852.471)	10,2%
Material	(34.112)	(29.708)	14,8%	(139.935)	(117.830)	18,8%
Serviços de Terceiros	(146.251)	(153.429)	-4,7%	(558.994)	(526.019)	6,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(200.552)	(144.594)	38,7%	(618.508)	(476.023)	29,9%
<i>PDD</i>	(32.769)	(22.695)	44,4%	(126.879)	(83.699)	51,6%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	(66.294)	(84.160)	-21,2%	(263.463)	(192.464)	36,9%
<i>Outros</i>	(101.488)	(37.739)	168,9%	(228.166)	(199.860)	14,2%
Custos com construção de infraestrutura	(278.696)	(306.214)	-9,0%	(1.045.301)	(942.267)	10,9%
Entidade de Previdência Privada	(11.148)	(12.041)	-7,4%	(60.184)	(48.165)	25,0%
Depreciação e Amortização	(258.233)	(243.240)	6,2%	(977.238)	(874.982)	11,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(69.090)	(65.993)	4,7%	(302.665)	(284.982)	6,2%
	(1.238.405)	(1.182.153)	4,8%	(4.642.033)	(4.122.739)	12,6%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.005.017	1.342.397	-25,1%	3.750.012	3.760.903	-0,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	585.509	1.071.197	-45,3%	2.252.090	2.540.073	-11,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	520.566	242.264	114,9%	1.558.047	890.436	75,0%
Despesas	(635.062)	(509.789)	24,6%	(2.572.567)	(1.979.890)	29,9%
	(114.496)	(267.525)	-57,2%	(1.014.520)	(1.089.454)	-6,9%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	92.184	(38.032)	-342,4%	218.021	60.866	258,2%
Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(297)	-4,3%	(1.136)	(1.182)	-3,9%
	91.900	(38.328)	-339,8%	216.885	59.684	263,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	562.913	765.344	-26,4%	1.454.454	1.510.303	-3,7%
Contribuição Social	(55.190)	(77.705)	-29,0%	(160.162)	(168.989)	-5,2%
Imposto de Renda	(145.217)	(218.022)	-33,4%	(419.015)	(454.872)	-7,9%
LUCRO LÍQUIDO	362.507	469.616	-22,8%	875.277	886.443	-1,3%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>304.177</i>	<i>512.005</i>	<i>-40,6%</i>	<i>864.940</i>	<i>949.177</i>	<i>-8,9%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>58.329</i>	<i>(42.389)</i>	<i>-237,6%</i>	<i>10.337</i>	<i>(62.733)</i>	<i>-116,5%</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						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	6.419.684	4.301.517	49,2%	23.621.040	15.361.640	53,8%
Suprimento de Energia Elétrica	791.068	865.804	-8,6%	3.329.560	3.311.324	0,6%
Receita com construção de infraestrutura	278.900	308.944	-9,7%	1.046.669	944.997	10,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	194.554	357.293	-45,5%	2.506.524	357.293	601,5%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	814.520	401.851	102,7%	3.131.202	2.080.201	50,5%
	8.498.727	6.235.409	36,3%	33.634.995	22.055.455	52,5%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.790.427)	(1.512.118)	150,7%	(13.673.518)	(5.386.421)	153,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.708.300	4.723.291	-0,3%	19.961.477	16.669.035	19,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.545.626)	(2.688.851)	-5,3%	(10.937.151)	(8.740.543)	25,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(328.931)	(78.111)	321,1%	(1.490.225)	(496.435)	200,2%
	(2.874.557)	(2.766.961)	3,9%	(12.427.375)	(9.236.978)	34,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(234.975)	(221.392)	6,1%	(916.775)	(832.780)	10,1%
Material	(111.542)	(200.382)	-44,3%	(455.035)	(695.077)	-34,5%
Serviços de Terceiros	(152.630)	(141.502)	7,9%	(533.787)	(500.955)	6,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(200.844)	(160.600)	25,1%	(575.253)	(510.777)	12,6%
<i>PDD</i>	(33.041)	(21.356)	54,7%	(126.906)	(82.447)	53,9%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	(66.808)	(84.183)	-20,6%	(215.605)	(192.013)	12,3%
<i>Outros</i>	(100.994)	(55.061)	83,4%	(232.742)	(236.317)	-1,5%
Custos com construção de infraestrutura	(278.696)	(306.214)	-9,0%	(1.045.301)	(942.267)	10,9%
Entidade de Previdência Privada	(11.148)	(12.041)	-7,4%	(60.184)	(48.165)	25,0%
Depreciação e Amortização	(233.703)	(222.672)	5,0%	(899.637)	(849.547)	5,9%
Amortização do Intangível da Concessão	(51.083)	(53.280)	-4,1%	(227.680)	(231.297)	-1,6%
	(1.274.621)	(1.318.082)	-3,3%	(4.713.652)	(4.610.864)	2,2%
EBITDA Gerencial²	843.908	914.199	-7,7%	3.947.766	3.901.083	1,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	559.122	638.247	-12,4%	2.820.449	2.821.192	0,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	500.005	236.565	111,4%	1.479.640	925.924	59,8%
Despesas	(595.297)	(447.061)	33,2%	(2.429.887)	(1.893.685)	28,3%
	(95.292)	(210.496)	-54,7%	(950.247)	(967.761)	-1,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	(0)	-	-	(953)	-
Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	(0)	-	-	(953)	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	463.830	427.751	8,4%	1.870.202	1.852.479	1,0%
Contribuição Social	(56.321)	(36.173)	55,7%	(202.988)	(183.746)	10,5%
Imposto de Renda	(152.442)	(107.970)	41,2%	(542.835)	(506.768)	7,1%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial²	255.066	283.609	-10,1%	1.124.379	1.161.965	-3,2%

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		
	4T15	2015
Saldo Inicial do Caixa	4.033.374	4.357.455
Lucro Líquido Antes dos Tributos	562.913	1.454.454
Depreciação e Amortização	327.323	1.279.902
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	358.842	1.519.819
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	122.764	(1.055.143)
Ativo Financeiro Setorial	412.940	(858.860)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	502.086	181.141
Fornecedores	908.399	787.063
Passivo Financeiro Setorial	(229)	(23.170)
Contas a Pagar - Aporte CDE	(12.866)	19.696
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(412.448)	(1.595.649)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(23.092)	(276.061)
Outros	(589.555)	1.124.782
	1.594.164	1.103.520
Total de Atividades Operacionais	2.157.077	2.557.974
Atividades de Investimentos		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(496.404)	(1.427.796)
Outros	(2.871)	(97.098)
Total de Atividades de Investimentos	(499.275)	(1.524.894)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	7	7
Captação de Empréstimos e Debêntures	354.004	4.532.167
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(344.174)	(4.172.994)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(4.443)	(5.204)
Outros	(13.768)	(61.709)
Total de Atividades de Financiamento	(8.374)	292.267
Geração de Caixa	1.649.428	1.325.347
Saldo Final do Caixa - 31/12/2015	5.682.802	5.682.802

12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	288.061	351.624	-18,1%	1.072.784	1.277.421	-16,0%
Outras Receitas Operacionais	1.274	1.282	-0,7%	5.167	4.953	4,3%
	289.335	352.906	-18,0%	1.077.951	1.282.374	-15,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(26.215)	(29.567)	-11,3%	(95.625)	(93.235)	2,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	263.120	323.339	-18,6%	982.326	1.189.139	-17,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(40.156)	(174.683)	-77,0%	(201.246)	(462.734)	-56,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.983)	(5.284)	13,2%	(22.249)	(19.302)	15,3%
	(46.139)	(179.967)	-74,4%	(223.495)	(482.036)	-53,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.201)	(8.190)	0,1%	(32.786)	(32.093)	2,2%
Material	(543)	(313)	73,2%	(2.240)	(1.176)	90,4%
Serviços de Terceiros	(4.889)	(4.659)	4,9%	(18.591)	(16.356)	13,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9.065)	(11.222)	-19,2%	(30.095)	(38.741)	-22,3%
Entidade de Previdência Privada	(73)	(19)	279,2%	(413)	(77)	438,3%
Depreciação e Amortização	(27.806)	(33.798)	-17,7%	(111.680)	(115.841)	-3,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.046)	(4.148)	-2,5%	(16.184)	(16.595)	-2,5%
	(54.622)	(62.349)	-12,4%	(211.987)	(220.879)	-4,0%
EBITDA	286.394	80.936	253,9%	892.728	679.510	31,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	162.358	81.023	100,4%	546.844	486.225	12,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	42.979	21.162	103,1%	126.461	92.326	37,0%
Despesas	(136.677)	(117.380)	16,4%	(549.758)	(482.800)	13,9%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(93.698)	(96.218)	-2,6%	(423.297)	(390.473)	8,4%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	92.184	(38.033)	-	218.020	60.850	258,3%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(295)	-3,9%	(1.136)	(1.182)	-3,9%
	91.900	(38.328)	-	216.885	59.668	263,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	160.560	(53.523)	-	340.432	155.420	119,0%
Contribuição Social	(5.942)	298	-	(9.797)	(9.696)	1,0%
Imposto de Renda	(16.879)	1.214	-	(27.773)	(26.595)	4,4%
LUCRO LÍQUIDO	137.739	(52.011)	-	302.862	119.128	154,2%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>121.691</i>	<i>(40.549)</i>	<i>-</i>	<i>271.914</i>	<i>109.080</i>	<i>149,3%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>16.049</i>	<i>(11.462)</i>	<i>-</i>	<i>30.948</i>	<i>10.049</i>	<i>208,0%</i>

12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

(Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	585.203	710.781	-17,7%	2.200.863	2.670.838	-17,6%
Outras Receitas Operacionais	1.870	913	104,7%	3.803	3.158	20,4%
	587.073	711.694	-17,5%	2.204.666	2.673.996	-17,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(52.925)	(63.077)	-16,1%	(198.482)	(217.532)	-8,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	534.148	648.617	-17,6%	2.006.184	2.456.464	-18,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(93.831)	(154.677)	-	(15.952)	(424.096)	-
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.903)	(20.466)	7,0%	(83.343)	(76.180)	9,4%
	(115.734)	(175.143)	-	(99.296)	(500.276)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(11.744)	(11.336)	3,6%	(45.054)	(42.143)	6,9%
Material	(78.994)	(171.667)	-54,0%	(325.372)	(581.511)	-44,0%
Serviços de Terceiros	(22.240)	(10.923)	103,6%	(51.467)	(38.964)	32,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(20.678)	(21.649)	-4,5%	(69.345)	(74.194)	-6,5%
Entidade de Previdência Privada	(73)	(19)	279,2%	(413)	(77)	438,3%
Depreciação e Amortização	(54.383)	(58.400)	-6,9%	(219.539)	(222.171)	-1,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.330)	(4.444)	-2,6%	(17.319)	(17.777)	-2,6%
	(192.442)	(278.438)	-30,9%	(728.508)	(976.837)	-25,4%
EBITDA	284.685	257.879	10,4%	1.415.238	1.218.346	16,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	225.972	195.035	15,9%	1.178.380	979.351	20,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	51.622	26.940	91,6%	148.049	114.841	28,9%
Despesas	(186.131)	(155.960)	19,3%	(729.792)	(634.271)	15,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(134.509)	(129.020)	4,3%	(581.743)	(519.430)	12,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(953)	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	(953)	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	91.463	66.015	38,5%	596.637	458.969	30,0%
Contribuição Social	(8.072)	(7.165)	12,7%	(52.712)	(42.930)	22,8%
Imposto de Renda	(20.489)	(18.666)	9,8%	(134.941)	(117.377)	15,0%
LUCRO LÍQUIDO	62.902	40.184	56,5%	408.985	298.661	36,9%

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

12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	4.724	-	0,0%	13.205	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	426.322	394.688	8,0%	1.545.736	1.334.285	15,8%
Outras Receitas Operacionais	29.501	3.302	793,5%	35.423	4.171	749,3%
	460.548	397.990	15,7%	1.594.364	1.338.456	19,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(23.121)	(28.628)	-19,2%	(95.009)	(90.829)	4,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	437.427	369.362	18,4%	1.499.356	1.247.627	20,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(7.192)	(65.683)	-89,1%	(181.447)	(297.881)	-39,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.800)	(17.414)	25,2%	(78.645)	(56.506)	39,2%
	(28.992)	(83.097)	-65,1%	(260.091)	(354.387)	-26,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(18.375)	(17.955)	2,3%	(71.714)	(69.097)	3,8%
Material	(2.199)	(1.406)	56,4%	(16.686)	(7.391)	125,8%
Serviços de Terceiros	(30.336)	(37.951)	-20,1%	(129.922)	(110.779)	17,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	14.525	(19.593)	-174,1%	(19.592)	(42.425)	-53,8%
Depreciação e Amortização	(105.617)	(93.348)	13,1%	(383.269)	(303.704)	26,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(37.800)	(26.883)	40,6%	(157.309)	(128.563)	22,4%
	(179.802)	(197.136)	-8,8%	(778.492)	(661.960)	17,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	372.049	209.359	77,7%	1.001.351	663.548	50,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	228.632	89.128	156,5%	460.772	231.280	99,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	40.034	28.160	42,2%	139.080	98.991	40,5%
Despesas	(164.059)	(164.150)	-0,1%	(599.348)	(463.988)	29,2%
	(124.026)	(135.990)	-8,8%	(460.268)	(364.997)	26,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	104.607	(46.862)	-323,2%	504	(133.717)	-100,4%
Contribuição Social	(9.310)	(8.239)	13,0%	(22.274)	(16.313)	36,5%
Imposto de Renda	(12.654)	(10.143)	24,8%	(26.947)	(17.332)	55,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	82.642	(65.243)	-226,7%	(48.717)	(167.361)	-70,9%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	78.204	(66.473)	-217,6%	(54.447)	(168.771)	-67,7%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	4.438	1.230	260,9%	5.730	1.410	306,5%

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)								
	4T15	4T14	Var.	Var. %	2015	2014	Var.	Var. %
RECETA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	2.438	-	2.438	0,0%	6.815	-	6.815	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	211.892	203.697	8.196	4,0%	802.742	756.503	46.239	6,1%
Outras Receitas Operacionais	15.226	1.704	13.522	793,5%	18.282	2.215	16.067	725,3%
	229.557	205.401	24.156	11,8%	827.839	758.719	69.121	9,1%
DEDUÇÕES DA RECETA OPERACIONAL	(11.148)	(14.775)	3.627	-24,5%	(48.859)	(51.370)	2.511	-4,9%
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	218.409	190.626	27.783	14,6%	778.980	707.348	71.632	10,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	3.640	(33.899)	37.539	-110,7%	(98.794)	(170.516)	71.722	-42,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.251)	(8.987)	(2.264)	25,2%	(40.589)	(31.987)	(8.603)	26,9%
	(7.612)	(42.886)	35.275	-82,3%	(139.383)	(202.502)	63.119	-31,2%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(9.484)	(9.266)	(217)	2,3%	(37.012)	(39.356)	2.344	-6,0%
Material	(1.135)	(726)	(409)	56,4%	(8.612)	(4.247)	(4.365)	102,8%
Serviços de Terceiros	(15.657)	(19.587)	3.930	-20,1%	(67.054)	(62.434)	(4.620)	7,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	7.497	(10.112)	17.608	-174,1%	(10.111)	(23.545)	13.433	-57,1%
Depreciação e Amortização	(54.510)	(48.178)	(6.332)	13,1%	(197.809)	(171.938)	(25.871)	15,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(19.509)	(13.875)	(5.634)	40,6%	(81.189)	(73.697)	(7.492)	10,2%
	(92.798)	(101.743)	8.946	-8,8%	(401.788)	(375.217)	(26.570)	7,1%
EBITDA	192.018	108.049	83.969	77,7%	516.807	375.264	141.543	37,7%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	173.693	110.132	63.562	57,7%	557.831	461.415	96.416	20,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	117.999	45.996	72.003	156,5%	237.809	129.629	108.180	83,5%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	20.662	14.533	6.129	42,2%	71.780	56.206	15.574	27,7%
Despesas	(84.673)	(84.718)	45	-0,1%	(309.329)	(261.125)	(48.204)	18,5%
	(64.011)	(70.184)	6.173	-8,8%	(237.549)	(204.919)	(32.630)	15,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	53.988	(24.188)	78.177	-323,2%	260	(75.290)	75.550	-100,3%
Contribuição Social	(4.805)	(4.252)	(553)	13,0%	(11.496)	(9.002)	(2.494)	27,7%
Imposto de Renda	(6.531)	(5.235)	(1.296)	24,8%	(13.908)	(9.464)	(4.444)	47,0%
LUCRO LÍQUIDO	42.653	(33.675)	76.327	-226,7%	(25.144)	(93.757)	68.613	-73,2%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial⁽¹⁾	24.328	(13.374)	37.701	-281,9%	15.881	10.613	5.268	49,6%

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						
	4T15	4T14	Varição	2015	2014	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.137.777	4.066.995	50,9%	22.492.874	14.789.028	52,1%
Suprimento de Energia Elétrica	128.446	10.639	1107,3%	850.429	230.620	268,8%
Receita com construção de infraestrutura	273.359	269.179	1,6%	1.009.184	877.409	15,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	194.554	910.720	-	2.506.524	910.720	-
Outras Receitas Operacionais	772.780	365.737	111,3%	3.015.372	1.962.932	53,6%
	7.506.915	5.623.269	33,5%	29.874.382	18.770.709	59,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.692.304)	(1.441.933)	156,1%	(13.314.665)	(5.105.310)	160,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.814.611	4.181.336	-8,8%	16.559.717	13.665.399	21,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.386.403)	(2.408.307)	-0,9%	(10.561.531)	(8.581.937)	23,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(298.151)	(49.253)	505,4%	(1.372.686)	(416.962)	229,2%
	(2.684.554)	(2.457.560)	9,2%	(11.934.217)	(8.998.898)	32,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(167.148)	(159.502)	4,8%	(654.490)	(601.922)	8,7%
Material	(24.564)	(21.469)	14,4%	(94.361)	(84.307)	11,9%
Serviços de Terceiros	(148.441)	(138.930)	6,8%	(529.320)	(480.750)	10,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(160.020)	(108.279)	47,8%	(527.889)	(393.753)	34,1%
<i>PDD</i>	(30.759)	(18.691)	64,6%	(121.591)	(77.365)	57,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(65.027)	(82.722)	-21,4%	(246.956)	(188.338)	31,1%
<i>Outros</i>	(64.234)	(6.866)	835,6%	(159.341)	(128.050)	24,4%
Custos com construção de infraestrutura	(273.359)	(269.179)	1,6%	(1.009.184)	(877.409)	15,0%
Entidade de Previdência Privada	(11.075)	(12.022)	-7,9%	(59.771)	(48.088)	24,3%
Depreciação e Amortização	(119.417)	(112.333)	6,3%	(461.999)	(441.987)	4,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.014)	(5.107)	-1,8%	(20.418)	(20.441)	-0,1%
	(909.038)	(826.821)	9,9%	(3.357.432)	(2.948.656)	13,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	345.451	1.014.395	-65,9%	1.750.485	2.180.272	-19,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	221.019	896.955	-75,4%	1.268.068	1.717.844	-26,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	408.535	164.909	147,7%	1.155.473	552.918	109,0%
Despesas	(298.173)	(178.508)	67,0%	(1.299.554)	(861.541)	50,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	110.362	(13.598)	-	(144.080)	(308.623)	-53,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	331.382	883.357	-62,5%	1.123.988	1.409.222	-20,2%
Contribuição Social	(34.078)	(70.022)	-51,3%	(109.055)	(126.225)	-13,6%
Imposto de Renda	(99.418)	(182.950)	-45,7%	(305.577)	(335.038)	-8,8%
Lucro Líquido (IFRS)	197.886	630.385	-68,6%	709.355	947.958	-25,2%

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						
	4T15	4T14	Varição	2015	2014	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.137.777	4.066.995	50,9%	22.492.874	14.439.719	55,8%
Suprimento de Energia Elétrica	128.446	10.639	1107,3%	850.429	230.620	268,8%
Receita com construção de infraestrutura	273.359	269.179	1,6%	1.009.184	877.409	15,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	194.554	357.293	-	2.506.524	357.293	-
Outras Receitas Operacionais	772.780	365.737	111,3%	3.015.372	1.962.932	53,6%
	7.506.915	5.069.842	48,1%	29.874.382	17.867.973	67,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.692.304)	(1.394.444)	164,8%	(13.284.665)	(4.979.726)	166,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.814.611	3.675.398	3,8%	16.589.717	12.888.247	28,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.386.403)	(2.408.307)	-0,9%	(10.561.531)	(8.018.226)	31,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(298.151)	(49.253)	505,4%	(1.372.686)	(394.115)	248,3%
	(2.684.554)	(2.457.560)	9,2%	(11.934.217)	(8.412.341)	41,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(167.148)	(159.502)	4,8%	(654.490)	(601.922)	8,7%
Material	(24.564)	(21.469)	14,4%	(94.361)	(84.307)	11,9%
Serviços de Terceiros	(148.441)	(138.930)	6,8%	(529.320)	(480.750)	10,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(160.020)	(108.279)	47,8%	(478.077)	(398.556)	20,0%
PDD	(30.759)	(18.691)	64,6%	(121.591)	(77.365)	57,2%
Despesas Legais e Judiciais	(65.027)	(82.722)	-21,4%	(197.144)	(188.338)	4,7%
Outros	(64.234)	(6.866)	835,6%	(159.341)	(132.854)	19,9%
Custos com construção de infraestrutura	(273.359)	(269.179)	1,6%	(1.009.184)	(877.409)	15,0%
Entidade de Previdência Privada	(11.075)	(12.022)	-7,9%	(59.771)	(48.088)	24,3%
Depreciação e Amortização	(119.417)	(112.333)	6,3%	(461.999)	(441.987)	4,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.014)	(5.107)	-1,8%	(20.418)	(20.441)	-0,1%
	(909.038)	(826.821)	9,9%	(3.307.620)	(2.953.460)	12,0%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	345.451	508.457	-32,1%	1.830.297	1.984.873	-7,8%
RESULTADO DO SERVIÇO	221.019	391.017	-43,5%	1.347.880	1.522.446	-11,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	408.535	170.718	139,3%	1.155.473	622.843	85,5%
Despesas	(298.173)	(178.508)	67,0%	(1.299.554)	(859.112)	51,3%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	110.362	(7.789)	-	(144.080)	(236.270)	-39,0%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	331.382	383.228	-13,5%	1.203.800	1.286.176	-6,4%
Contribuição Social	(34.078)	(25.011)	36,3%	(116.238)	(115.151)	0,9%
Imposto de Renda	(99.418)	(57.918)	71,7%	(325.530)	(304.277)	7,0%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	197.886	300.300	-34,1%	762.031	866.748	-12,1%

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						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	3.955.770	2.922.054	35,4%	15.738.838	10.003.055	57,3%
Receita Operacional Líquida	1.981.170	2.152.010	-7,9%	8.613.882	7.250.808	18,8%
Custo com Energia Elétrica	(1.418.563)	(1.293.106)	9,7%	(6.293.826)	(4.893.509)	28,6%
Custos e Despesas Operacionais	(485.029)	(397.354)	22,1%	(1.728.118)	(1.458.976)	18,4%
Resultado do Serviço	77.578	461.550	-83,2%	591.938	898.323	-34,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	129.545	515.137	-74,9%	806.791	1.109.568	-27,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	129.545	262.191	-50,6%	806.791	952.747	-15,3%
Resultado Financeiro	57.997	747	7667,0%	(107.721)	(136.942)	-21,3%
Lucro antes da Tributação	135.575	462.297	-70,7%	484.217	761.381	-36,4%
Lucro Líquido (IFRS)	76.536	321.152	-76,2%	298.203	502.719	-40,7%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	76.536	159.096	-51,9%	298.203	408.845	-27,1%

CPFL PIRATININGA						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	1.777.069	1.380.696	28,7%	6.832.285	4.203.126	62,6%
Receita Operacional Líquida	869.765	1.038.319	-16,2%	3.676.868	3.027.400	21,5%
Custo com Energia Elétrica	(631.089)	(585.778)	7,7%	(2.734.588)	(2.038.699)	34,1%
Custos e Despesas Operacionais	(165.475)	(186.559)	-11,3%	(638.523)	(626.926)	1,8%
Resultado do Serviço	73.201	265.981	-72,5%	303.757	361.775	-16,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	94.515	289.183	-67,3%	397.313	452.905	-12,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	94.515	123.471	-23,5%	397.313	450.702	-11,8%
Resultado Financeiro	23.133	(6.593)	-	24.668	(77.412)	-
Lucro antes da Tributação	96.334	259.388	-62,9%	328.425	284.363	15,5%
Lucro Líquido (IFRS)	61.421	179.459	-65,8%	211.637	187.715	12,7%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	61.421	65.954	-6,9%	211.637	198.800	6,5%

RGE						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	1.375.515	1.065.623	29,1%	5.699.353	3.585.290	59,0%
Receita Operacional Líquida	748.504	797.608	-6,2%	3.359.012	2.648.483	26,8%
Custo com Energia Elétrica	(502.803)	(483.308)	4,0%	(2.327.667)	(1.676.606)	38,8%
Custos e Despesas Operacionais	(192.491)	(178.669)	7,7%	(766.445)	(643.463)	19,1%
Resultado do Serviço	53.210	135.631	-60,8%	264.901	328.414	-19,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	87.906	168.236	-47,7%	399.813	457.247	-12,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	87.906	88.017	-0,1%	399.813	394.396	1,4%
Resultado Financeiro	34.615	(10.370)	-	(38.802)	(83.571)	-53,6%
Lucro antes da Tributação	87.825	125.261	-29,9%	226.099	244.843	-7,7%
Lucro Líquido (IFRS)	53.943	102.143	-47,2%	145.804	177.672	-17,9%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	53.943	52.007	3,7%	145.804	144.193	1,1%

CPFL SANTA CRUZ						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	175.129	144.061	21,6%	718.030	497.310	44,4%
Receita Operacional Líquida	97.987	113.122	-13,4%	422.792	380.601	11,1%
Custo com Energia Elétrica	(61.425)	(53.666)	14,5%	(281.403)	(207.796)	35,4%
Custos e Despesas Operacionais	(33.851)	(25.283)	33,9%	(100.036)	(94.302)	6,1%
Resultado do Serviço	2.711	34.173	-92,1%	41.353	78.504	-47,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	9.185	37.740	-75,7%	57.727	92.447	-37,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	9.185	15.989	-42,6%	57.727	64.060	-9,9%
Resultado Financeiro	(20.387)	2.125	-	(22.194)	(5.762)	285,2%
Lucro antes da Tributação	(17.675)	36.297	-	19.159	72.742	-73,7%
Lucro Líquido (IFRS)	(12.138)	25.887	-	12.424	49.052	-74,7%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	(12.138)	11.977	-	12.424	31.280	-60,3%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos 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						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	49.821	23.731	109,9%	199.386	113.633	75,5%
Receita Operacional Líquida	28.161	17.686	59,2%	118.083	87.530	34,9%
Custo com Energia Elétrica	(15.417)	(8.994)	71,4%	(66.838)	(40.958)	63,2%
Custos e Despesas Operacionais	(9.211)	(12.418)	-25,8%	(32.807)	(35.794)	-8,3%
Resultado do Serviço	3.533	(3.726)	-	18.438	10.778	71,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.291	(2.300)	-	25.016	16.317	53,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	6.291	4.507	39,6%	25.016	20.487	22,1%
Resultado Financeiro	5.206	(130)	-	2.669	(439)	-
Lucro antes da Tributação	8.739	(3.856)	-	21.106	10.339	104,1%
Lucro Líquido (IFRS)	5.668	(1.855)	-	13.556	7.173	89,0%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	5.668	2.586	119,2%	13.556	9.725	39,4%

CPFL SUL PAULISTA						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	66.615	33.660	97,9%	269.786	148.150	82,1%
Receita Operacional Líquida	35.102	24.451	43,6%	149.771	110.624	35,4%
Custo com Energia Elétrica	(21.179)	(12.053)	75,7%	(88.441)	(53.405)	65,6%
Custos e Despesas Operacionais	(10.952)	(13.493)	-18,8%	(40.812)	(40.021)	2,0%
Resultado do Serviço	2.972	(1.095)	-	20.519	17.199	19,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.470	316	1948,8%	28.071	22.628	24,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	6.470	4.782	35,3%	28.071	26.275	6,8%
Resultado Financeiro	7.959	908	776,6%	5.161	(377)	-
Lucro antes da Tributação	10.930	(187)	-	25.679	16.822	52,7%
Lucro Líquido (IFRS)	6.700	332	1915,1%	16.201	11.351	42,7%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	6.700	3.198	109,5%	16.201	13.593	19,2%

CPFL JAGUARI						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	72.166	37.219	93,9%	282.608	145.399	94,4%
Receita Operacional Líquida	35.325	26.994	30,9%	145.343	105.516	37,7%
Custo com Energia Elétrica	(26.168)	(17.154)	52,5%	(108.265)	(70.436)	53,7%
Custos e Despesas Operacionais	(6.812)	(8.013)	-15,0%	(25.723)	(27.370)	-6,0%
Resultado do Serviço	2.345	1.827	28,3%	11.355	7.711	47,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.953	2.647	49,3%	15.394	10.872	41,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	3.953	3.153	25,4%	15.394	15.917	-3,3%
Resultado Financeiro	2.730	(193)	-	(3.074)	(3.970)	-22,6%
Lucro antes da Tributação	5.076	1.635	210,5%	8.281	3.740	121,4%
Lucro Líquido (IFRS)	3.165	1.155	173,9%	4.852	2.027	139,3%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	3.165	1.489	112,5%	4.852	5.175	-6,3%

CPFL MOCOCA						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Receita Operacional Bruta	38.633	20.706	86,6%	149.858	88.887	68,6%
Receita Operacional Líquida	22.072	15.347	43,8%	88.446	67.491	31,0%
Custo com Energia Elétrica	(11.126)	(6.257)	77,8%	(45.799)	(28.150)	62,7%
Custos e Despesas Operacionais	(5.477)	(6.477)	-15,4%	(26.839)	(24.200)	10,9%
Resultado do Serviço	5.468	2.613	109,3%	15.808	15.141	4,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.585	3.437	120,7%	20.360	18.286	11,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾	7.585	6.346	19,5%	20.360	20.986	-3,0%
Resultado Financeiro	(890)	(92)	872,2%	(4.787)	(150)	3101,5%
Lucro antes da Tributação	4.578	2.521	81,6%	11.021	14.992	-26,5%
Lucro Líquido (IFRS)	2.592	2.111	22,8%	6.679	10.248	-34,8%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾	2.592	3.991	-35,0%	6.679	11.888	-43,8%

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						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	2.350	2.362	-0,5%	9.027	9.192	-1,8%
Industrial	2.745	3.019	-9,1%	11.007	11.782	-6,6%
Comercial	1.519	1.542	-1,5%	5.743	5.809	-1,1%
Outros	1.095	1.123	-2,5%	4.153	4.332	-4,1%
Total	7.709	8.045	-4,2%	29.929	31.114	-3,8%

CPFL Piratininga						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	956	998	-4,2%	3.916	4.036	-3,0%
Industrial	1.789	1.992	-10,2%	7.422	8.021	-7,5%
Comercial	619	623	-0,8%	2.430	2.401	1,2%
Outros	281	280	0,5%	1.109	1.118	-0,8%
Total	3.645	3.893	-6,4%	14.877	15.577	-4,5%

RGE						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	597	623	-4,2%	2.462	2.505	-1,7%
Industrial	846	953	-11,3%	3.391	3.696	-8,3%
Comercial	349	377	-7,4%	1.421	1.475	-3,6%
Outros	653	678	-3,6%	2.664	2.699	-1,3%
Total	2.445	2.631	-7,1%	9.939	10.376	-4,2%

CPFL Santa Cruz						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	88	90	-2,3%	352	358	-1,6%
Industrial	56	58	-4,6%	225	228	-1,3%
Comercial	42	44	-3,8%	165	170	-3,5%
Outros	85	101	-16,3%	347	386	-10,2%
Total	271	294	-7,8%	1.088	1.142	-4,7%

CPFL Jaguarí						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	22	23	-1,2%	88	89	-0,9%
Industrial	103	101	2,4%	389	394	-1,1%
Comercial	13	14	-1,9%	51	51	-0,4%
Outros	10	10	-1,9%	38	39	-2,7%
Total	149	147	1,2%	566	573	-1,1%

CPFL Mococa						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	19	19	1,0%	75	75	0,6%
Industrial	17	17	0,3%	62	67	-7,3%
Comercial	8	9	-1,9%	32	33	-1,8%
Outros	16	16	-1,8%	61	63	-3,7%
Total	60	60	-0,4%	230	238	-3,1%

CPFL Leste Paulista						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	25	25	-0,7%	99	100	-0,9%
Industrial	20	20	2,8%	78	75	4,2%
Comercial	12	12	0,5%	46	46	-0,2%
Outros	28	31	-10,2%	111	122	-8,8%
Total	86	88	-3,1%	334	343	-2,5%

CPFL Sul Paulista						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	36	36	-1,4%	144	146	-1,3%
Industrial	67	84	-21,1%	300	303	-1,1%
Comercial	15	15	-2,8%	59	59	0,2%
Outros	23	23	-1,2%	93	93	-0,3%
Total	141	160	-11,9%	595	601	-0,9%

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

CPFL Paulista						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	2.350	2.362	-0,5%	9.027	9.192	-1,8%
Industrial	964	1.074	-10,2%	3.834	4.142	-7,4%
Comercial	1.376	1.403	-1,9%	5.187	5.323	-2,6%
Outros	1.059	1.088	-2,7%	4.021	4.196	-4,2%
Total	5.750	5.927	-3,0%	22.068	22.853	-3,4%

CPFL Piratininga						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	956	998	-4,2%	3.916	4.036	-3,0%
Industrial	520	589	-11,8%	2.089	2.265	-7,8%
Comercial	554	557	-0,6%	2.169	2.158	0,5%
Outros	268	270	-0,4%	1.062	1.073	-1,1%
Total	2.298	2.414	-4,8%	9.236	9.532	-3,1%

RGE						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	597	623	-4,2%	2.462	2.505	-1,7%
Industrial	387	437	-11,4%	1.540	1.692	-9,0%
Comercial	330	356	-7,4%	1.344	1.391	-3,4%
Outros	653	678	-3,6%	2.664	2.699	-1,3%
Total	1.967	2.093	-6,1%	8.011	8.288	-3,3%

CPFL Santa Cruz						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	88	90	-2,3%	352	358	-1,6%
Industrial	44	47	-6,4%	179	183	-2,2%
Comercial	42	44	-3,9%	164	170	-3,5%
Outros	85	101	-16,3%	347	386	-10,2%
Total	259	282	-8,2%	1.042	1.097	-5,0%

CPFL Jaguarí						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	22	23	-1,2%	88	89	-0,9%
Industrial	80	85	-5,7%	315	323	-2,6%
Comercial	13	14	-1,9%	51	51	-0,4%
Outros	10	10	-1,9%	38	39	-2,7%
Total	126	131	-4,3%	492	502	-2,1%

CPFL Mococa						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	19	19	1,0%	75	75	0,6%
Industrial	9	10	-11,5%	36	40	-11,6%
Comercial	8	9	-1,9%	32	33	-1,8%
Outros	16	16	-1,8%	61	63	-3,7%
Total	52	54	-2,6%	204	211	-3,4%

CPFL Leste Paulista						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	25	25	-0,7%	99	100	-0,9%
Industrial	7	7	-4,0%	28	27	3,4%
Comercial	12	12	0,5%	46	46	-0,2%
Outros	28	31	-10,2%	111	122	-8,8%
Total	72	76	-4,7%	285	296	-3,7%

CPFL Sul Paulista						
	4T15	4T14	Var.	2015	2014	Var.
Residencial	36	36	-1,4%	144	146	-1,3%
Industrial	24	23	4,6%	96	84	14,4%
Comercial	15	15	-2,8%	59	59	0,2%
Outros	23	23	-1,2%	93	93	-0,3%
Total	98	98	-0,2%	392	382	2,6%