

# Índice

---

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	8
5.4 - Alterações significativas	9

## 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	10
10.2 - Resultado operacional e financeiro	34
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	54
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	56
10.5 - Políticas contábeis críticas	59
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	62
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	63
10.8 - Plano de Negócios	64
10.9 - Outros fatores com influência relevante	65

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

### 5. Riscos de mercado

#### 5.1 Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: i) o Comitê Corporativo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; ii) a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, responsável pelo desenvolvimento do modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo CPFL no que tange à estratégia (política, direcionamento e mapa de riscos), processos (planejamento, mensuração, monitoramento e reporte), sistemas e governança.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia e suas controladas, que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do Grupo, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho da Administração da companhia, no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processo de Gestão na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros, certificar que a administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como segue:

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 35 de nossas demonstrações financeiras de 2014. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as empresas de eventuais perdas.

**Risco de taxa de juros:** Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 35 de nossas demonstrações financeiras de 2014.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pelas controladas como

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

**Risco quanto à escassez de energia:** A energia vendida pelas controladas é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. A condição hidrológica das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não está favorável no início de ano de 2015. Por esse motivo, o cenário energético atual do Sistema Interligado requer atenção e monitoramento, principalmente no período úmido dessas regiões, que finaliza-se em abril.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição, embora compensados em exercícios subsequentes por outros reajustes.

### Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros

A Companhia e suas controladas mantêm políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

### Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia e suas controladas realizaram análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia e suas controladas. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia e suas controladas estão quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, CDI, IGP-M, IPCA e TJLP), conforme demonstrado:

#### Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2014 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos**

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) <sup>(1)</sup>	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial de 10,5% <sup>(*)</sup>	Apreciação cambial de 25% <sup>(**)</sup>	Apreciação cambial de 50% <sup>(**)</sup>
Instrumentos financeiros passivos	(3.498.455)		(367.336)	599.111	1.565.559
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	3.570.114		374.861	(611.383)	(1.597.627)
	<u>71.659</u>	baixa dólar	<u>7.524</u>	<u>(12.272)</u>	<u>(32.067)</u>
<b>Total do (aumento)/redução</b>	<u><b>71.659</b></u>		<u><b>7.524</b></u>	<u><b>(12.272)</b></u>	<u><b>(32.067)</b></u>

(1) A Taxa de câmbio considerada em 31.12.2014 foi de R\$ 2,66.

(\*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 2,94.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&F. Em função da exposição líquida ser um ativo, o risco é baixa do dólar, sendo portanto o câmbio apreciado em 25% e 50% em relação ao dólar provável

**Variação das taxas de juros**

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2014 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 10,81% a.a.; IGP-M 3,69% a.a.; TJLP 5,0% a.a. e IPCA 6,41% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 1.098.178 (CDI R\$ 873.130, IGP-M R\$ 2.738, TJLP R\$ 222.015 e IPCA R\$ 295). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Consolidado		
			Cenário I <sup>(*)</sup>	Elevação/Queda de índice em 25% <sup>(**)</sup>	Elevação/Queda de índice em 50% <sup>(**)</sup>
Instrumentos financeiros ativos	4.661.995		100.233	251.282	402.330
Instrumentos financeiros passivos	(9.693.073)		(208.401)	(522.457)	(836.512)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(3.045.980)		(65.489)	(164.178)	(262.868)
	<u>(8.077.058)</u>	alta CDI	<u>(173.657)</u>	<u>(435.353)</u>	<u>(697.050)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(74.197)	alta IGP-M	(1.684)	(2.790)	(3.895)
Instrumentos financeiros passivos	(4.440.303)	alta TJLP	(22.202)	(83.256)	(144.310)
Instrumentos financeiros passivos	(75.293)		(866)	(2.289)	(3.712)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	70.688		813	2.149	3.485
	<u>(4.605)</u>	alta IPCA	<u>(53)</u>	<u>(140)</u>	<u>(227)</u>
<b>Total do (aumento)/redução</b>	<u><b>(12.596.162)</b></u>		<u><b>(197.595)</b></u>	<u><b>(521.539)</b></u>	<u><b>(845.482)</b></u>

(\*) Os índices de CDI, IGP-M, TJLP e IPCA considerados de: 12,96%, 5,96%, 5,5%, 7,56%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário I.

**Análise de liquidez**

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2014, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia e suas controladas devem liquidar as respectivas obrigações.

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos**

2014	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Consolidado						Total
			Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	16		2.324.995	48.256	896	633	-	-	2.374.779
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	17	9,68%	213.831	248.497	1.508.835	5.205.573	4.227.887	3.070.115	14.474.738
Derivativos	35		3	3	31	2.485	6.364	4.467	13.354
Debêntures - principal e encargos	18	12,49%	74.417	135.191	2.764.083	2.800.423	4.402.183	1.600.049	11.776.346
Taxas regulamentares	20		42.266	1.529	-	-	-	-	43.795
Uso do bem público	23	15,56%	333	666	3.001	7.988	7.992	65.012	84.992
Outros	24		16.295	127.507	70.419	16.152	-	17.750	248.123
Consumidores e concessionárias			15.062	34.648	-	-	-	-	49.710
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			822	647	-	-	-	-	1.469
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			410	323	-	-	-	-	734
Convênio de arrecadação			-	91.889	-	-	-	-	91.889
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	17.750	17.750
Aquisição de negócios			-	-	70.419	16.152	-	-	86.571
<b>Total</b>			<b>2.672.140</b>	<b>561.649</b>	<b>4.347.265</b>	<b>8.033.254</b>	<b>8.644.427</b>	<b>4.757.394</b>	<b>29.016.128</b>

Os fatores de risco referentes aos setores nos quais a Companhia atua estão descritos no item 4.1.g deste Formulário de Referência.

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado****5.2 Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias****a. riscos para os quais se busca proteção;**

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, quando a administração considerar como risco uma exposição. Além disso, a Companhia e suas controladas atendem aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos.

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Diretoria de Assuntos Regulatórios da Companhia, responsável pelas negociações junto à Agência Reguladora. Já para os riscos de escassez de energia, que poderiam impactar o fornecimento nas áreas de concessão, existem mecanismos de monitoramento já mencionados no item 5.1. deste Formulário de Referência.

**b. estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);**

Conforme comentado anteriormente, a Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

**c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);**

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos.

**d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;**

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de *software* (MAPS), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e controladas suportados por estas ferramentas, tem apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco.

**e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos;**

A Companhia e suas controladas mantêm políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma, possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

### **f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos;**

A CPFL Energia tem estruturado, desde 2008, sua gestão corporativa de riscos. Os esforços iniciaram-se através da criação da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, ligada à Vice-presidência Financeira e de Relação com Investidores, que tem como missão promover, de forma integrada, o monitoramento e a articulação da Gestão de Riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócios, garantindo a certificação dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, agregando valor aos negócios através da consolidação de políticas e estratégias alinhadas ao Planejamento Empresarial do Grupo.

São principais atribuições da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos e suas gerências:

- Construir o modelo de Gestão Estratégica de Riscos, incluindo a visão de portfólio dos principais riscos empresariais, incluindo a captura da percepção de risco da Alta Administração quanto ao grau de exposição aos riscos mapeados e o desenvolvimento em conjunto com as áreas de negócios de modelos para avaliação e monitoramento
- Interagir com a Diretoria de Estratégia Empresarial, fornecendo subsídios para a elaboração do Plano Estratégico Empresarial, bem como para a avaliação de eventos que possam impactar e/ou dificultar a sua realização
- Assessorar a Comissão de Gestão de Riscos
- Gerir as atividades de compliance em relação aos esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração e a divulgação das informações financeiras (Sarbanes-Oxley e Instrução CVM 480/2009)
- Opinar sobre melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos
- Coordenar as atividades de certificação ascendente dos processos da Companhia, por toda a cadeia hierárquica de gestão
- Auxiliar os proprietários de risco na definição de ações para mitigação

Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos tem promovido o desenvolvimento do modelo corporativo baseado nas melhores práticas reconhecidas, no que abrange (i) a definição da Política Corporativa de Gestão de Riscos; (ii) identificação dos eventos de risco (mapa corporativo) – estratégico, operacional, financeiro e regulamentar; (iii) a definição dos proprietários de riscos; (iv) o desenvolvimento dos modelos de análise dos riscos corporativos no que compreende: (a) a identificação dos fatores e subfatores de riscos, (b) a definição do melhor conjunto de indicadores-chave de riscos, (c) a mensuração e análise, e (d) identificação do melhor conjunto de respostas aos riscos; (v) sustentação ao Plano Estratégico Empresarial sob a ótica de riscos corporativos; (vi) normatização do processo de avaliação dos controles internos.

### **g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.**

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo, esta Diretoria, por meio da atuação da Gerência de Compliance, também coordena os esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração das demonstrações financeiras no que compreende (i) identificação dos principais processos de negócios com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes na efetividade dos controles sinalizados, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações e melhorias no ambiente de controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente. Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**

controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 10.6 deste Formulário de Referência.

O Grupo conta ainda com a atuação da Assessoria de Auditoria Interna, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.



**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos**

<b>5.3 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.</b>
---

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto.

Não houve alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos do emissor.

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas****5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 e 5.2.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### 10. Comentários dos Diretores

#### 10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2014, 2013 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – “IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

#### ***a) Condições financeiras e patrimoniais gerais***

##### **▪ 2014**

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro. Consequentemente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), manteve o pleno despacho térmico e o preço de curto prazo (PLD) bateu seu recorde de alta histórica, ficando a maior parte do ano no teto de R\$ 822,83/MWh.

Além do impacto no fluxo de caixa das distribuidoras, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 3,4% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão das oito distribuidoras do grupo CPFL Energia. Por outro lado, a baixa tensão continuou apresentando significativo crescimento no consumo, puxada pelas altas temperaturas do início do ano e resultando em incremento de 7,0% para a classe residencial e 7,9% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano. No consolidado, o consumo na área de concessão cresceu 2,6% em 2014.

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. A Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia.

As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018, caso da RGE e CPFL Paulista, do grupo CPFL Energia.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data de reajuste anual de cada distribuidora. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo aos contratos de concessão que incluiu 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, serão objeto de indenização e, consequentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em termos de operação da Distribuição, é importante destacar que a CPFL Energia encerrou o ano de 2014 com a telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 24,6 mil pontos nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado, aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

A geração convencional sofreu com os efeitos da GSF (Generation Scalling Factor), já que o pleno despacho térmico e a energia de reserva deslocam a geração hidráulica. Assim, a energia assegurada nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não foi atingida, fazendo-se necessária a compra de energia pelos geradores hidráulicos que precisaram honrar sua energia contratada. Para mitigar a volatilidade no braço de geração da companhia e aumentar a previsibilidade dos fluxos de caixa, recontratamos a energia proveniente da Usina Hidroelétrica Serra da Mesa (Semesa) em abril de 2014 até o final do direito de exploração desta parcela de energia pela CPFL Geração em 2028.

Na geração renovável, os destaques positivos ficam por conta da conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos (que detém autorizações outorgadas pela ANEEL para explorar os parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), do início das operações comerciais dos complexos eólicos de Atlântica e Macacos I, que somaram mais 198,2 MW ao parque gerador da companhia. Considerando também a associação com a Dobrevê Energia S.A. (DESA), que agregou 277,6 MW de capacidade instalada em operação, a CPFL Renováveis conta agora com 1.773 MW de capacidade instalada.

O segmento de Comercialização apresentou expressivos resultados, fruto da estratégia adotada ao longo da maior parte do ano: dado o estresse de preços no mercado de curto prazo, trabalhamos na Comercialização com uma sobrecontratação em relação aos nossos compromissos de entrega de energia, liquidando o excesso no mercado de curto prazo.

O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados pela CPFL Energia nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

### ▪ 2013

No início de 2013 houve uma mudança estrutural relevante no setor elétrico: a implantação, em janeiro, da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE nas distribuidoras de energia elétrica em função da homologação das novas tarifas decorrentes da aplicação da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/2013"), que tratou da extensão das concessões de geração e transmissão que venceriam em 2015. Com isso, foi possível reduzir as tarifas de energia elétrica, na média, em 20% para todos os consumidores do País. A atuação do governo federal teve como principal objetivo o aumento da competitividade da indústria brasileira no cenário internacional, além de dar um novo impulso ao crescimento e ao desenvolvimento econômico do País.

No entanto, devido a não adesão de alguns geradores à Lei nº 12.783/2013 e a não realização de um leilão para contratação de energia existente no final de 2012, criou-se uma falha na contratação de energia das distribuidoras em 2013, chamada de exposição involuntária. O montante desta exposição somou aproximadamente 2.000 MW médios de potência, sendo este total liquidado no Mercado de Curto Prazo – MCP. Além disso, dada a hidrologia desfavorável no começo de 2013 e o despacho de usinas termelétricas para garantir o suprimento de energia, os preços no MCP ficaram bastante pressionados, impondo um custo adicional às distribuidoras. Sendo assim, liderado pela CPFL Energia e pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE, o setor elétrico iniciou tratativas com o governo federal com o intuito de mitigar estes custos adicionais para as distribuidoras. Dessa forma, em um prazo bastante expedito, o governo federal anunciou o Decreto 7.945/2013, através do qual os fundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foram utilizados para cobrir estas despesas consideradas extraordinárias. Este mecanismo preveniu que estes custos adicionais fossem repassados para o consumidor final.

Houve também, durante o ano de 2013, a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

de 7 das 8 concessionárias de distribuição da CPFL Energia. O resultado deste processo ficou em linha com as expectativas da administração, sendo que atualmente todas as empresas do Grupo já incorporaram os novos parâmetros deste novo ciclo.

Apesar do cenário setorial adverso, a CPFL Energia obteve resultados importantes. As vendas totais de energia para clientes finais tiveram uma expansão de 4,8% em 2013, totalizando 59.854 GWh. No negócio de distribuição, tivemos uma expansão de 3,1% no consumo dentro da área de concessão do Grupo, atingindo 58.463 GWh. Os segmentos residencial e comercial apresentaram expansão de 5,9% e de 3,6% respectivamente, enquanto que o industrial teve crescimento de 2,0%. Destacam-se também as vendas de energia da subsidiária CPFL Renováveis, que apresentou expansão de 61,5%, fruto da franca expansão do portfólio de ativos e da consolidação da liderança no segmento de energias alternativas renováveis. O conjunto de projetos que iniciou sua operação comercial durante o ano de 2013 totalizou 130MW, dos quais 100MW foram de biomassa e 30MW foram de eólicas.

Outra frente de avanço foi a implantação da tecnologia *smart grid* nas distribuidoras, que deverá propiciar uma melhor qualidade no serviço prestado aos consumidores e com custos mais baixos. Dos 25.000 medidores inteligentes estimados para esta fase do projeto, cerca de 13.000 já foram instalados. Estes medidores deverão promover um expressivo avanço na forma de se medir o consumo pelos clientes (telemedição) e monitorar a estabilidade da rede de distribuição. Além disso, as equipes de atendimento de campo serão dotadas de sistemas de posicionamento GPS e comunicação de dados em tempo real, propiciando mais agilidade no atendimento e reduzindo custos com deslocamento destas equipes. Do total de aproximadamente 1,3 mil equipes de campo, cerca de 400 já trabalham com esta nova tecnologia.

Importante mencionar também os resultados das iniciativas de redução de custos anunciadas em 2011, principalmente o Orçamento Base Zero – OBZ. Em bases nominais, as despesas com pessoal, manutenção, serviços de terceiros e outros foram reduzidas em 3,8% desde 2011, comparado com uma inflação medida pelo IGP-M de 12,2% no período. Em bases reais, a redução das despesas alcançou 14,9%.

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

### ▪ 2012

Em 2012, apesar da economia brasileira ainda ter sido afetada pelo desfavorável cenário internacional e o desempenho industrial ter demonstrado um crescimento moderado, a expansão do emprego e a geração de renda favoreceram o mercado doméstico, apresentando bons resultados. No setor elétrico brasileiro, destacamos a atuação do Governo Federal no que diz respeito à proposta de prorrogação antecipada das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da Lei nº 12.783/2013, mudando sensivelmente as tarifas de geração e transmissão de energia, conforme anunciado no final do mês de janeiro de 2013.

Os efeitos destas medidas governamentais alcançaram cinco pequenas concessões do nosso segmento de distribuição de energia, correspondentes a 2.575 GWh (4,5% da área da nossa área de concessão) e pequenas centrais hidrelétricas totalizando 24 MW (menos de 1% da potência de nossa capacidade instalada total).

Apesar deste cenário adverso, a CPFL Energia manteve seu crescimento. Em 2012, nossas vendas totais de energia aumentaram 8,5%, totalizando 57.195 GWh, comparado aos 52.710 GWh em 2011. Entre os principais fatores que levaram ao desempenho do grupo, destacamos o crescimento das vendas ao mercado cativo na área de concessão das nossas distribuidoras, que totalizaram 40.645 GWh, com crescimento de 1,8%, dos quais 15.855 GWh foram faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). O consumo de energia na área de concessão do grupo CPFL Energia foi de 56.500 GWh, representando um aumento de 3,5% quando comparado a 2011.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

No segmento de geração, destacamos a atividade de geração de energia por fontes renováveis. Nossa subsidiária CPFL Renováveis manteve a liderança neste segmento, concluindo diversas aquisições: (i) os parques eólicos Bons Ventos e Atlântica, (ii) a usina de cogeração a bagaço de cana Ester, e (iii) início da operação comercial do parque eólico Santa Clara e da PCH Salto Góes. Para a atividade de geração por fontes convencionais, nossa subsidiária CPFL Geração também manteve sua excelência na gestão de usinas hidrelétricas. No segmento de comercialização, nossa subsidiária CPFL Brasil continuou na liderança no ambiente de contratação livre (ACL). Juntos nossos segmentos de comercialização e geração alcançaram 16.550 GWh em vendas, um crescimento de 29,4% quando comparado a 2011. Nosso segmento de Serviços apresentou crescimento de 34,7% na receita líquida, reflexo do aumento no volume de transações e de serviços vendidos a clientes e todo Brasil.

As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo tarifário e continuam pressionando as empresas a aumentarem a eficiência operacional e a qualidade dos serviços prestados aos clientes. Neste contexto, nosso grupo preparou-se para esse novo ciclo, intensificando o investimento em inovação, por meio da incorporação de novas tecnologias, principalmente de redes inteligentes (*smart grid*), além dos investimentos feitos na ampliação e reforço das redes para atender o crescimento sólido do consumo na área de concessão das nossas 08 distribuidoras. Em 2012, os investimentos destas controladas totalizaram R\$ 1.403 milhões.

Também é importante destacar que inauguramos a Usina de Geração Solar Tanquinho, localizada em Campinas/SP, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Investimos R\$ 13,8 milhões neste projeto, resultado de uma combinação de várias tecnologias já empregadas no mundo, buscando o domínio das tecnologias já existentes e a avaliação de como a energia solar pode integrar-se ao nosso sistema elétrico de distribuição e do Brasil.

Nossas perspectivas para os próximos anos são otimistas, principalmente pelas expectativas de crescimento da economia brasileira, após as medidas anunciadas pelo Governo Federal visando a redução da tarifa de energia elétrica para os consumidores, por meio de proposta de antecipação de concessões vincendas entre 2015 e 2017.

Nós planejamos manter nossas estratégias que têm sido as principais impulsionadoras do nosso crescimento e fortalecimento, com foco no aproveitamento de oportunidades de consolidação, do investimento em novos empreendimentos de geração, e do aumento da eficiência por meio da inovação dos nossos negócios atuais.

### b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

<b>Estrutura de Capital</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Capital próprio	40%	41%	39%
Capital de terceiros	60%	59%	61%

### i. hipóteses de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

### ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

#### Liquidez e Recursos de Capital

##### ▪ 2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.798 milhões, uma redução de R\$ 561 milhões quando comparado com R\$ 2.359 milhões em 31 de dezembro de 2013.

As principais causas desta redução são:

- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de debêntures no valor de R\$ 2.007 milhões em função do vencimento nos próximos 12 meses, compensados por:
- aumento no contas a receber de R\$ 352 milhões de recursos da CDE;
- aumento de contas a receber de R\$ 589 milhões relacionadas aos ativos financeiros setoriais líquidos; e
- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de ativo financeiro da concessão em R\$540 milhões (este montante refere-se à indenização das 5 distribuidoras cujas concessões expiram em julho de 2015).

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2014 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2014:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	2.375	2.375	-	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	26.265	4.945	8.008	8.636	4.676
Uso do bem público <sup>1</sup>	85	4	8	8	65
Entidade de Previdência Privada <sup>2</sup>	1.964	125	255	265	1.319
Outros	292	258	16	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>1</sup></b>	<b>30.981</b>	<b>7.707</b>	<b>8.287</b>	<b>8.909</b>	<b>6.078</b>
Contratos de Compra de Energia <sup>3</sup>	128.203	10.562	20.541	20.843	76.255
Projetos de construção de usina <sup>4</sup>	1.049	173	876	-	-
Fornecedores -Suprimentos	2.307	1.262	806	69	170
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>131.559</b>	<b>11.997</b>	<b>22.224</b>	<b>20.912</b>	<b>76.425</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>161.541</b>	<b>19.704</b>	<b>30.511</b>	<b>29.821</b>	<b>82.503</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2014. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renováveis;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.526 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014 e R\$ 816 milhões em 2013.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### ▪ 2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.359 milhões. As causas principais deste superávit foram decorrentes de nossa geração de caixa operacional e de uma redução de nossa dívida em aberto com vencimento nos próximos 12 meses (incluindo juros), bem como por uma redução nos encargos, taxas regulamentares e nos impostos, taxas e contribuições a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2013 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2013:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.885	1.885	-	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	22.788	3.006	7.258	6.784	5.740
Uso do bem publico <sup>1</sup>	634	4	16	16	598
Entidade de Previdência Privada <sup>2</sup>	1.075	77	160	160	678
Outros	148	130	-	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>1</sup></b>	<b>26.530</b>	<b>5.102</b>	<b>7.434</b>	<b>6.960</b>	<b>7.033</b>
Contratos de Compra de Energia <sup>3</sup>	129.977	8.256	16.222	17.869	87.630
Projetos de construção de usina <sup>4</sup>	964	729	20	215	-
Fornecedores - Suprimentos	1.788	605	575	124	484
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>132.729</b>	<b>9.590</b>	<b>16.817</b>	<b>18.208</b>	<b>88.114</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>159.259</b>	<b>14.692</b>	<b>24.251</b>	<b>25.168</b>	<b>95.147</b>

(1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

(3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2013. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 34 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renováveis;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.837 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 816 milhões em 2013 e R\$ 1.394 milhões em 2012.

### ▪ 2012

Em 31 de dezembro de 2012, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 576 milhões. A principal causa deste superávit foi em decorrência da geração própria de caixa e dos créditos de consumidores, compensado pelo endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores e outras contas a pagar.

As necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os sistemas de distribuição e conclusão dos projetos de geração renovável;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.729 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2012 e 2011 foi de R\$ 1.394 milhões e R\$ 1.230 milhões, respectivamente;



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$ 879 milhões em 2012 para aquisição de subsidiárias Jantus e Santa Luzia, e do Complexo Eólico Atlântica e Bons Ventos.

### **d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas**

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos. Durante o ano de 2014, nossas controladas captaram recursos principalmente para (i) financiar os investimentos das nossas companhias distribuidoras e (ii) investir em nosso segmento de geração de energia renovável. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

A CPFL Energia tem adotado, desde o 2º semestre de 2011, uma estratégia de *pre-funding*, com o objetivo de acessar o mercado de capitais em condições mais favoráveis. Isso permite tanto liquidar antecipadamente a dívida ou carregar o caixa para melhorar sua liquidez. A CPFL Energia continuou adotando esta prática em 2014 para os débitos com vencimento em 2015 e continuará a adotar em 2015 para os débitos com vencimento em 2016. Utilizando esta estratégia, buscamos reduzir a exposição de fluxo de caixa da CPFL Energia assim como a exposição ao risco de taxas de juros.

Desta forma, as captações objetivam manter a liquidez do nosso grupo e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

### **Endividamento**

#### **2014 em comparação a 2013**

O endividamento total apresentou um aumento em R\$ 2.129 milhões, ou 12,5%, de 31 de dezembro de 2013 para 31 de dezembro de 2014, principalmente em decorrência de:

- A emissão de debêntures no total de R\$ 1.005 milhões pela CPFL Geração (R\$ 705 milhões) para refinanciamento de dívida e investimento em projeto de controlada e pela CPFL Renováveis (R\$ 300 milhões) para reforço de capital de giro e investimento em projeto de controlada. Com a aquisição da DESA passamos a consolidar a primeira e segunda emissão de debêntures da DESA no montante de R\$ 262 milhões.
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME (Fundo Financiamento e Aquisições de Máquinas e Equipamentos –) e FINEM (Financiamento e Empreendimentos), no valor total de R\$ 543 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento semestral para nossas maiores subsidiárias de distribuição (R\$ 91 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renováveis (R\$ 389 milhões) bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 63 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 1.574 milhões (dos quais R\$ 1.313 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) na maioria de nossas subsidiárias distribuidoras e de geração, para reforçar o capital de giro, alongamento do perfil da dívida.

#### **2013 em comparação a 2012**

Nosso total de endividamento aumentou em R\$ 1.548 milhões, ou 10,0%, de 31 de dezembro de 2012 para 31 de dezembro de 2013, principalmente em decorrência de:

- A emissão de debêntures no total de R\$ 3.290 milhões pela (i) CPFL Energia (R\$ 1.290 milhões), (ii) CPFL Paulista (R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 235 milhões) e RGE (R\$ 170 milhões) para refinar dívidas com vencimento e reforçar o capital de giro e (iii) CPFL Geração (R\$ 460 milhões) para pagar antecipadamente notas promissórias;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME (Fundo Financiamento e Aquisições de Máquinas e Equipamentos –) e FINEM (Financiamento e Empreendimentos), no valor total de R\$ 1.165 milhões

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

basicamente para cumprir o plano de investimento semestral para nossas maiores subsidiárias de distribuição (R\$ 303 milhões), assim como para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renováveis (R\$ 850 milhões); e

- Captação de recursos no valor de R\$ 1.261 milhões (dos quais R\$ 718 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) na maioria de nossas subsidiárias distribuidoras e em nossa subsidiária indireta CPFL Renováveis, para reforçar o capital de giro, pagamentos de dívidas, refinanciar dívida e para cumprir o investimento em nosso segmento de geração renováveis.

Os principais objetivos destes financiamentos serão: (i) financiar os investimentos das nossas companhias distribuidoras e (ii) investir em nosso segmento de geração de energia renovável.

### **e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.**

Em 2015 e 2016, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia, para realizar novos investimentos no segmento de geração e para nos prepararmos para a possível consolidação no setor.

### **f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:**

#### **2014**

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 19.150 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 3.441 milhões ou 18,0% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.526 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

#### **2013**

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 17.021 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.008 milhões ou 11,8% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 1.837 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

#### **2012**

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 15.473 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.435 milhões ou 15,7% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 2.025 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

### **i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

*Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):*

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 5.331 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.974 milhões), (b) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.269 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e (c) empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$88 milhões).

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 8.472 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 1.444 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um saldo devedor de R\$ 482 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa desses empréstimos refere-se à CPFL Renováveis (R\$ 359 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 19 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 3.441 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 17, 18 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2013 (incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos R\$ 4.973 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.431 milhões), e (b) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, (R\$ 1.512 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2013, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 7.791 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 17 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2013, existia um saldo de R\$ 1.669 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos um saldo devedor de R\$ 580 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa desses empréstimos refere-se à CPFL Renováveis (R\$ 515 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 28 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 2.009 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 16, 17 e 34 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2012 (incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2012, havia R\$ 4.521 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (i) empréstimos utilizados na construção de usinas de

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

geração de energia, especialmente CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 2.930 milhões) e (ii) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE (R\$ 1.536 milhões). Havia também R\$ 37 milhões de financiamentos relativos a capital de giro.

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2012, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 6.195 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2012, existia um saldo R\$ 1.819 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo devedor de R\$ 503 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa destes empréstimos está relacionada às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 46 milhões) e geração (R\$ 450 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Dólar americano.* CPFL Paulista contraiu empréstimos bilaterais denominados em dólares americanos. Em dezembro de 2012, o saldo devedor era de R\$ 47 milhões. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 34 milhões em 31 de dezembro de 2012, que também diminuem a exposição à variação cambial.
- *Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.* Em 31 de dezembro de 2012, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 2.388 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16, 17 e 34 de nossas demonstrações financeiras.

### ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

### iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

### iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

#### Condições Restritivas

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros, bem como das subsidiárias. Tais cláusulas incluem limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.

#### ***BNDES***

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

- Dívida onerosa líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90

### CPFL Geração

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada indireta CERAN determina:

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,3 vezes, durante o período de amortização;
- Restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

### CPFL Telecom

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28; e
- Dívidas bancárias líquidas / EBITDA ajustado inferior a 3,75.

### CPFL Renováveis

#### FINEM I e FINEM VI

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente) em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em Dezembro de 2014 a controlada obteve do BNDES a dispensa para apuração do ICSD para o FINEM VI referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2014.

#### FINEM II e FINAME II

- Restrição à distribuição de dividendos caso não sejam atingidos Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

#### FINEM III

- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

Em 2014 foi firmado aditamento contratual, tendo como objetivo a alteração do limite do indicador financeiro, Dívida Líquida/EBITDA (apurados na CPFL Energia), que passou de 4,00 para 3,75, bem como a metodologia de apuração.

#### FINEM V

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 30%.

Em dezembro de 2014 a controlada obteve do Banco do Brasil a dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

#### FINEM VII e X

- Manutenção anual de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Distribuição de dividendos limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendos menor que 2,33.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### FINEM VIII e FINAME III

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis.

Em dezembro de 2014 as controladas Bio Alvorada e Bio Coopcana obtiveram do BNDES a dispensa para apuração do ICSD e do Índice de Dívida Líquida/EBITDA de cumprimento obrigatório por parte da controladora CPFL Renováveis, referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2014.

### FINEM IX e FINEM XIII

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3.

### FINEM XI e FINAME I

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,0 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

Em 30 de dezembro de 2014 a Companhia obteve do BNDES a dispensa para apuração do índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA do FINEM XI e FINAME I, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

### FINEM XII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das controladas indiretas Campo dos Ventos II, Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização.

### FINEM XIV

- Manutenção semestral do Índice de Capital Próprio (ICP), definido pela relação Patrimônio Líquido sobre o Ativo Total, igual ou superior a 30% do investimento total do projeto, bem como Índice de Cobertura do Serviço da dívida igual ou maior a 1,3 durante o período de amortização.

### FINEM XV

- Manutenção trimestral do Índice de Capitalização Própria (ICP) igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total;
- Manutenção trimestral do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo 1,2, durante o período de amortização.

### FINEM XVI

- Manutenção anual do Índice de Cobertura da Dívida igual ou maior a 1,20, durante o período de amortização. Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas S.A.

### HSBC

- A partir de 2014 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA inferior a 4,50 em junho de 2014, 4,25 em dezembro de 2014, 4,00 em junho de 2015 e 3,50 nos demais semestres até a quitação.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### NIB

- Manutenção semestral de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção razão entre Dívida Total e Patrimônio Líquido igual ou superior a 30%;
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7.

### Banco do Brasil

Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo, 1,2, durante o período de amortização.

### ***Banco do Brasil – Capital de Giro – CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE***

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

(\*) Apenas para as dívidas contratadas em 2010, cujos saldos em 31 de dezembro de 2014 são R\$73.758 para CPFL Paulista, R\$ 6.784 para CPFL Piratininga e R\$ 31.894 para RGE

### **Captações em moeda estrangeira - Bank of America, J.P Morgan, Citibank, Morgan Stanley, Scotiabank, Bank of Tokyo e Santander**

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei nº 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de *covenants*, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle pela Companhia.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2014.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### **Debêntures**

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

**CPFL Paulista (6ª e 7ª emissões), CPFL Piratininga (3ª, 6ª e 7ª emissões), RGE (6ª e 7ª emissões), CPFL Geração (3ª, 5ª, 6ª, 7ª e 8ª emissões), CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz**

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de *covenants*, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

### **CPFL Renováveis**

- 1ª emissão CPFL Renováveis:

- Índice de cobertura do serviço da dívida operacional maior ou igual a 1,00;
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante;
- EBITDA dividido pela Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 1,75

- 2ª emissão CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante. Tais índices serão medidos anualmente.

- 1ª emissão controlada indireta PCH Holding 2 S.A:

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante.

- 2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA):

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/Dividendos Recebidos menor ou igual a 5,5 em 2014, 5,5 em 2015, 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

Diversas debêntures das controladas e empreendimentos controlados em conjunto estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2014.



**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****g) limites de utilização dos financiamentos já contratados**

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2014 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	67%	33% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	66%	34% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	87%	13% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	86%	14%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	51%	49%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	57%	43%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguari	40%	60%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2014	CPFL Mococa	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	95%	5% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XII	Em 2012	CPFL Renováveis	98%	2% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	91%	9%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	33%	67%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	83%	17%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	12%	88%
BNDES / Investimento - FINEME	Em 2014	CPFL Transmissão	55%	45%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	37%	63%

<sup>1</sup> Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2013 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	63%	37%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	60%	40%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	84%	16%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Leste Paulista	87%	13% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Sul Paulista	84%	16% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	84%	16%
BNDES / Investimento - FINAME III	Em 2012	CPFL Renováveis	70%	30%
BNDES / Investimento - FINEM XII	Em 2013	CPFL Renováveis	85%	15%

<sup>1</sup> Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2012 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis	95%	5% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	43%	57%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	38%	62%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	50%	50%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Santa Cruz	96%	4% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Leste Paulista	86%	14%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Sul Paulista	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VIII	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%
BNDES / Investimento - FINAME III	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%

<sup>1</sup> Saldo remanescente foi cancelado.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

#### **Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:**

ATIVO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	4.357	3,6%	12,4%	4.206	72,7%	13,6%	2.435	8,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.251	12,1%	6,4%	2.008	-8,9%	6,5%	2.205	7,6%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	54	-1,4%	0,2%	55	0,5%	0,2%	55	0,2%
Títulos e valores mobiliários	5	-78,5%	0,0%	25	306,7%	0,1%	6	0,0%
Tributos a compensar	330	25,6%	0,9%	262	4,6%	0,8%	251	0,9%
Derivativos	23	1162,5%	0,1%	2	100,0%	0,0%	1	0,0%
Ativo financeiro setorial	611	100,0%	1,7%	-	-	-	-	-
Estoques	19	-14,4%	0,1%	22	-41,6%	0,1%	37	0,1%
Arrendamentos	12	15,2%	0,0%	11	10,4%	0,0%	10	0,0%
Ativo financeiro da concessão	540	100,0%	1,5%	-	-100,0%	0,0%	34	0,1%
Outros créditos	1.011	50,2%	2,9%	673	31,8%	2,2%	511	1,8%
<b>Total do circulante</b>	<b>9.215</b>	<b>26,8%</b>	<b>26,3%</b>	<b>7.264</b>	<b>31,0%</b>	<b>23,4%</b>	<b>5.545</b>	<b>19,2%</b>
<b>Não circulante</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	123	-19,8%	0,4%	154	-5,0%	0,5%	162	0,6%
Coligadas, controladas e controladora	101	16,2%	0,3%	87	100,0%	0,3%	-	0,0%
Depósitos judiciais	1.162	1,7%	3,3%	1.143	1,6%	3,7%	1.125	3,9%
Tributos a compensar	144	-16,7%	0,4%	173	-16,3%	0,6%	207	0,7%
Ativo financeiro setorial	322	100,0%	0,9%	-	-	-	-	-
Derivativos	585	84,7%	1,7%	317	-34,9%	1,0%	486	1,7%
Créditos fiscais diferidos	938	-19,7%	2,7%	1.169	-7,1%	3,8%	1.258	4,3%
Arrendamentos	35	-7,0%	0,1%	38	19,3%	0,1%	32	0,1%
Ativo financeiro da concessão	2.835	1,7%	8,1%	2.787	19,0%	9,0%	2.343	8,1%
Investimentos ao custo	117	0,0%	0,3%	117	0,0%	0,4%	117	0,4%
Outros créditos	389	31,3%	1,1%	296	-13,9%	1,0%	344	1,2%
Investimentos	1.099	6,4%	3,1%	1.033	1,0%	3,3%	1.022	3,5%
Imobilizado	8.878	15,0%	25,3%	7.717	8,6%	24,9%	7.104	24,6%
Intangível	9.156	4,7%	26,1%	8.748	-4,7%	28,2%	9.180	31,7%
<b>Total do não circulante</b>	<b>25.884</b>	<b>8,9%</b>	<b>73,7%</b>	<b>23.778</b>	<b>1,7%</b>	<b>76,6%</b>	<b>23.379</b>	<b>80,8%</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>35.099</b>	<b>13,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>31.043</b>	<b>7,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.924</b>	<b>100,0%</b>

#### Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 4.357 milhões em 2014, que representa 12,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,6% (R\$ 151 milhões), comparado a 2013, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 1.593 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.463 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.334 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 552 milhões) e dos ativos e passivos setoriais não recebidos (R\$ 911 milhões); (ii) do consumo de caixa de R\$ 933 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.062 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração renovável e (iii) do consumo de caixa de R\$ 509 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente do pagamento de dividendos (R\$ 1.017 milhões) compensado das captações de empréstimos e debêntures, líquidas das amortizações (R\$ 507 milhões).

O saldo de R\$ 4.206 milhões em 2013, que representa 13,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 72,7% (R\$ 1.771 milhões), comparado a 2012, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 2.518 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.227 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.093 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 560 milhões); (ii) da geração de caixa de R\$ 948 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente da captação de empréstimos e debêntures, líquida das amortizações, e oferta pública de ações (R\$ 1.837 milhões), compensado pelo pagamento de dividendos (R\$ 839 milhões) e (iii) da utilização de caixa de R\$ 1.695 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.734 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração renovável.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O saldo de R\$ 2.435 milhões em 2012, que representa 8,4% do total do ativo, apresentou uma redução de 8,6% (R\$ 228 mil), comparado a 2011, decorrente basicamente: (i) da utilização caixa de R\$ 3.361 milhões nas atividades de investimentos, basicamente, pela adição e aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.460 milhões) e aquisição de participações societárias (R\$ 879 milhões); compensada (ii) pela geração de R\$ 1.989 milhões de caixa nas atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 3.945 milhões) compensado aumento ou redução de ativos e passivos operacionais (R\$ 321 milhões), pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 866 milhões) e pelo pagamento de imposto de renda e CSLL (R\$ 769 milhões); e (iii) pela geração R\$ 1.143 milhões de caixa em atividades de financiamentos devido captações de empréstimos e debêntures, líquido das amortizações (R\$ 2.550 milhões) compensado com o pagamento de dividendo (R\$ 1.407 milhões).

### Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 2.375 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 9,8% (R\$ 213 milhões), comparado a 2013, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, das três principais distribuidoras.

O saldo de R\$ 2.008 milhões em 2013, que representa 6,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 8,9% (R\$ 197 milhões), comparado a 2012, devido basicamente a redução nas tarifas médias de 16,3%.

O saldo de R\$ 2.205 milhões em 2012 que representa 7,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 18,5% (R\$ 344 milhões), comparado a 2011, devido basicamente ao aumento das vendas (Faturamento do mês de Dez/2012 comparado com Dez/2011).

### Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 447 milhões em 2014, apresentou um aumento R\$ 499 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 52 milhões de 2013, em função basicamente das diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda (R\$ 288 milhões) e contribuição social (R\$ 105 milhões), decorrente principalmente do Intangível - direito de exploração de autorização em controladas indiretas adquiridas e do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 63 milhões).

O saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 52 milhões em 2013, apresentou uma redução de R\$ 50 milhões, comparado aos créditos fiscais líquidos de R\$ 102 milhões de 2012, cujo o montante e a variação de 2012 para 2013 não são relevantes para a Companhia.

### Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 3.375 milhões em 2014, de R\$ 2.787 milhões em 2013, e de R\$ 2.377 milhões em 2012, que representam 9,6%, 9,0% e 8,2% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 21,1% (R\$ 588 milhões), 17,2% (R\$ 410 milhões) e 70,2% (R\$ 966 milhões), respectivamente, devido basicamente dos investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição pelas controladas de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa.

### Imobilizado:

O saldo de R\$ 8.878 milhões em 2014, que representa 25,3% do ativo total, apresentou um aumento de 15,0% (R\$ 1.161 milhões) comparado a 2013 decorrente, basicamente, dos ativos adquiridos reconhecidos na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.346 milhões, investimentos no montante de R\$ 338 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 421 milhões e baixa de R\$ 97 milhões.

O saldo de R\$ 7.717 milhões em 2013, que representa 24,9% do ativo total, apresentou um aumento de 8,6% (R\$ 613 milhões) comparado a 2012 decorrente, basicamente, dos investimentos no montante de R\$ 931 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis no valor de R\$ 826 milhões, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 331 milhões.

### Intangível:

O saldo de R\$ 9.156 milhões em 2014, que representa 26,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 4,7% (R\$ 408 milhões), comparado a 2013, decorrente principalmente: (i) do ativo intangível de combinação de negócios reconhecido na data da aquisição da DESA e de Rosa dos Ventos, pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 860 milhões; (ii) pelos investimentos para ampliação, manutenção,

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 729 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 740 milhões, e (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 436 milhões.

O saldo de R\$ 8.748 milhões em 2013, que representa 28,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 4,7% (R\$ 432 milhões), comparado a 2012, decorrente principalmente: (i) da amortização do exercício de R\$ 727 milhões; (ii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos no montante de R\$ 521 milhões e R\$ 43 milhões, respectivamente; compensado (iii) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 861 milhões.

### **Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
<b>Circulante</b>								
Fornecedores	2.374	26,0%	6,8%	1.885	11,6%	6,1%	1.689	5,8%
Encargos de dívidas	98	-22,5%	0,3%	126	-8,8%	0,4%	138	0,5%
Encargos de debêntures	293	80,8%	0,8%	162	70,7%	0,5%	95	0,3%
Empréstimos e financiamentos	1.094	-27,8%	3,1%	1.515	6,7%	4,9%	1.419	4,9%
Debêntures	2.042	5755,9%	5,8%	35	-88,8%	0,1%	310	1,1%
Entidade de previdência privada	85	11,1%	0,2%	77	48,6%	0,2%	52	0,2%
Taxas regulamentares	44	35,3%	0,1%	32	-70,8%	0,1%	111	0,4%
Impostos, taxas e contribuições	436	37,2%	1,2%	318	-26,0%	1,0%	430	1,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	19	-10,1%	0,1%	21	-20,0%	0,1%	27	0,1%
Obrigações estimadas com pessoal	70	3,9%	0,2%	68	-6,1%	0,2%	72	0,2%
Derivativos	0	100,0%	0,0%	-	100,0%	0,0%	0	0,0%
Passivo financeiro setorial	22	100,0%	0,1%	-	-	-	-	-
Uso do bem público	4	7,0%	0,0%	4	24,6%	0,0%	3	0,0%
Outras contas a pagar	836	26,0%	2,4%	664	6,5%	2,1%	623	2,2%
<b>Total do circulante</b>	<b>7.417</b>	<b>51,2%</b>	<b>21,1%</b>	<b>4.906</b>	<b>-1,3%</b>	<b>15,8%</b>	<b>4.968</b>	<b>17,2%</b>
<b>Não circulante</b>								
Fornecedores	1	100,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	4	0,0%
Encargos de dívidas	61	39,9%	0,2%	43	-30,3%	0,1%	62	0,2%
Encargos de Debêntures	-	-100,0%	0,0%	32	100,0%	0,1%	-	0,0%
Empréstimos e financiamentos	9.427	24,9%	26,9%	7.546	-1,5%	24,3%	7.658	26,5%
Debêntures	6.136	-18,9%	17,5%	7.562	30,6%	24,4%	5.790	20,0%
Entidade de previdência privada	518	47,8%	1,5%	351	-57,8%	1,1%	831	2,9%
Impostos, taxas e contribuições	-	-100,0%	0,0%	33	100,0%	0,1%	-	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.385	24,0%	3,9%	1.117	-3,4%	3,6%	1.156	4,0%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	491	4,9%	1,4%	468	34,1%	1,5%	349	1,2%
Derivativos	13	351,5%	0,0%	3	100,0%	0,0%	-	0,0%
Uso do bem público	81	2,0%	0,2%	79	4,2%	0,3%	76	0,3%
Outras contas a pagar	184	76,7%	0,5%	104	-23,4%	0,3%	136	0,5%
<b>Total do não circulante</b>	<b>18.297</b>	<b>5,5%</b>	<b>52,1%</b>	<b>17.339</b>	<b>7,9%</b>	<b>55,9%</b>	<b>16.063</b>	<b>55,5%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>								
Capital social	4.793	0,0%	13,7%	4.793	0,0%	15,4%	4.793	16,6%
Reservas de capital	468	62,7%	1,3%	288	26,0%	0,9%	228	0,8%
Reserva legal	651	7,9%	1,9%	603	8,4%	1,9%	556	1,9%
Reserva de retenção de lucros para investimento	555	409,2%	1,6%	109	-66,7%	0,4%	327	1,1%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	330	24,7%	0,9%	265	100,0%	0,9%	-	0,0%
Dividendo	(0)	-100,0%	0,0%	568	24,5%	1,8%	456	1,6%
Resultado abrangente acumulado	146	-63,3%	0,4%	398	100,0%	1,3%	(37)	-0,1%
Lucros acumulados	(0)	100,0%	0,0%	(0)	-100,0%	0,0%	56	0,2%
	<b>6.944</b>	<b>-1,1%</b>	<b>19,8%</b>	<b>7.024</b>	<b>10,1%</b>	<b>22,6%</b>	<b>6.381</b>	<b>22,1%</b>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.441	37,5%	7,0%	1.775	17,5%	5,7%	1.510	5,2%
<b>Total patrimônio líquido</b>	<b>9.385</b>	<b>6,7%</b>	<b>26,7%</b>	<b>8.799</b>	<b>11,5%</b>	<b>28,3%</b>	<b>7.891</b>	<b>27,3%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>35.099</b>	<b>13,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>31.043</b>	<b>7,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.923</b>	<b>100,0%</b>

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Fornecedores:

O saldo de R\$ 2.375 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 26,0% (R\$ 489 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada no montante de R\$ 595 milhões, (ii) compensado parcialmente pela redução com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 88 milhões.

O saldo de R\$ 1.885 milhões em 2013, que representa 6,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 11,6% (R\$ 196 milhões) comparado a 2012, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada no montante de R\$ 329 milhões, e (ii) compensado parcialmente pela redução de encargos de uso de sistemas de Transmissão e Distribuição de R\$ 152 milhões.

### Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 19.150 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 54,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 12,5% (R\$ 2.129 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.186 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 612 milhões; pela dívida reconhecida na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.010 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 2.679 milhões.

O saldo de R\$ 17.021 milhões em 2013, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 54,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 10,0% (R\$ 1.548 milhões) comparado a 2012, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 5.958 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, como por exemplo, para financiamento dos projetos em fase de construção na controlada CPFL Renováveis, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 4.449 milhões.

As principais captações de 2014, 2013 e 2012 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

### Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 468 milhões em 2014, que representa 1,3% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: : (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

### Reserva Legal:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

### Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, pelas controladas de distribuição, da atualização do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos.

O saldo de R\$ 327 milhões em 2012 estava registrado como reserva de retenção de lucros para investimento. Em 2013, com a criação da reserva estatutária – ativo financeiro da concessão, o saldo de 2012 da reserva de retenção de lucros para investimento foi reclassificado para a reserva estatutária de ajustes do ativo financeiro da concessão.

### Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Para este exercício, tendo em vista que já foram distribuídos, a título de dividendo o montante de R\$ 422 milhões, valor superior ao dividendo obrigatório, e considerando (i) o atual cenário econômico, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 555 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:**

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)						
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	
<b>Receita operacional</b>	<b>22.796</b>	17,9%	131,7%	<b>19.339</b>	-9,7%	132,2%	<b>21.422</b>
Fornecimento de energia elétrica	10.246	19,3%	59,2%	8.591	1,2%	58,7%	8.493
Suprimento de energia elétrica	3.145	24,7%	18,2%	2.522	11,4%	17,2%	2.264
Receita de construção de infraestrutura da concessão	945	-5,9%	5,5%	1.004	-25,7%	6,9%	1.352
Outras receitas operacionais	8.460	17,1%	48,9%	7.222	-22,5%	49,3%	9.314
Deduções da receita operacional	(5.490)	16,7%	-31,7%	(4.706)	-26,1%	-32,2%	(6.367)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>17.306</b>	18,3%	100,0%	<b>14.634</b>	-2,8%	100,0%	<b>15.055</b>
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(10.643)</b>	29,8%	-61,5%	<b>(8.197)</b>	6,1%	-56,0%	<b>(7.726)</b>
Energia comprada para revenda	(10.158)	36,0%	-58,7%	(7.469)	21,4%	-51,0%	(6.152)
Encargo de uso do sist transm distrib	(485)	-33,3%	-2,8%	(728)	-53,8%	-5,0%	(1.574)
<b>Despesa operacional</b>	<b>(4.123)</b>	1,4%	-23,8%	<b>(4.067)</b>	-10,8%	-27,8%	<b>(4.558)</b>
Pessoal	(852)	17,8%	-4,9%	(724)	2,2%	-4,9%	(708)
Entidade de previdência privada	(48)	-21,9%	-0,3%	(62)	-477,4%	-0,4%	16
Material	(118)	11,0%	-0,7%	(106)	-51,2%	-0,7%	(218)
Serviço de terceiros	(526)	8,0%	-3,0%	(487)	-12,2%	-3,3%	(555)
Depreciação/amortização	(875)	15,4%	-5,1%	(758)	-9,8%	-5,2%	(840)
Amortização de intangível de concessão	(285)	-4,0%	-1,6%	(297)	3,8%	-2,0%	(286)
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(942)	-6,2%	-5,4%	(1.004)	-25,7%	-6,9%	(1.352)
Outros	(476)	-24,4%	-2,8%	(629)	2,1%	-4,3%	(616)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>2.540</b>	7,2%	14,7%	<b>2.370</b>	-14,5%	16,2%	<b>2.771</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.089)</b>	12,1%	-6,3%	<b>(971)</b>	26,6%	-6,6%	<b>(768)</b>
Receitas financeiras	890	27,3%	5,1%	699	-2,9%	4,8%	720
Despesas financeiras	(1.980)	18,5%	-11,4%	(1.671)	12,3%	-11,4%	(1.488)
<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>60</b>	-50,7%	0,3%	<b>121</b>	100,0%	0,8%	<b>-</b>
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>1.510</b>	-0,6%	8,7%	<b>1.519</b>	-24,2%	10,4%	<b>2.003</b>
Contribuição social	(169)	7,8%	-1,0%	(157)	-21,2%	-1,1%	(199)
Imposto de renda	(455)	10,0%	-2,6%	(413)	-24,5%	-2,8%	(548)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>886</b>	-6,6%	5,1%	<b>949</b>	-24,5%	6,5%	<b>1.257</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	949	1,3%	5,5%	937	-23,5%	6,4%	1.226
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	63	-640,0%	12	-62,3%	0,1%	31



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2014, 2013 e 2012.

	2014			2013			2012	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
<b>Receita Operacional Líquida</b>								
Residencial	6.534	16.501	14,4%	5.710	15.426	-13,9%	6.632	14.567
Industrial	3.872	14.144	7,4%	3.605	14.691	-11,8%	4.086	14.536
Comercial	3.471	9.437	17,4%	2.956	8.837	-12,8%	3.389	8.714
Rural	497	2.326	19,7%	415	2.081	-15,7%	493	2.093
Poderes Públicos	477	1.295	17,1%	407	1.234	-9,8%	451	1.220
Iluminação Pública	315	1.622	10,8%	284	1.586	-17,6%	345	1.525
Serviço Público	567	1.861	16,5%	487	1.820	-10,4%	543	1.864
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(84)	-	40,7%	(60)	-	142,4%	(25)	-
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>15.648</b>	<b>47.187</b>	<b>13,4%</b>	<b>13.805</b>	<b>45.675</b>	<b>-13,3%</b>	<b>15.914</b>	<b>44.519</b>
Consumo Próprio	-	34	0,0%	-	34	0,0%	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	63	-	-14,1%	74	-	-46,3%	137	-
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	-	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(5.465)	-	3,4%	(5.287)	-	-30,0%	(7.558)	-
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>10.246</b>	<b>47.221</b>	<b>19,3%</b>	<b>8.591</b>	<b>45.709</b>	<b>1,2%</b>	<b>8.493</b>	<b>44.552</b>
Furnas Centrais Elétricas S.A.	478	3.026	8,1%	442	3.026	7,3%	412	3.034
Outras Concessionárias e Permissionárias	1.691	9.628	-9,8%	1.874	10.918	15,8%	1.619	9333
Energia Elétrica de Curto Prazo	976	2.334	374,0%	206	1.031	-11,6%	233	2.062
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>3.145</b>	<b>14.988</b>	<b>24,7%</b>	<b>2.522</b>	<b>14.975</b>	<b>11,4%</b>	<b>2.264</b>	<b>14.428</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	5.465	-	3,4%	5.287	-	-30,0%	7.558	-
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	991	-	2,6%	966	-	-31,6%	1.412	-
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(18)	-	23,7%	(15)	-	94,8%	(7)	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão	945	-	-5,9%	1.004	-	-25,7%	1.352	-
Ativo e passivo financeiro setorial	911	-	100,0%	-	-	0,0%	-	-
Aporte CDE	771	-	22,8%	628	-	1105,2%	52	-
Outras receitas e rendas	341	-	-4,2%	356	-	18,9%	299	-
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>9.405</b>	-	<b>14,3%</b>	<b>8.226</b>	-	<b>-22,9%</b>	<b>10.666</b>	-
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>22.796</b>	-	<b>17,9%</b>	<b>19.339</b>	-	<b>-9,7%</b>	<b>21.422</b>	-
ICMS	(3.107)	-	11,9%	(2.777)	-	-12,6%	(3.179)	-
PIS	(336)	-	23,8%	(271)	-	-8,9%	(298)	-
COFINS	(1.548)	-	24,1%	(1.247)	-	-8,9%	(1.369)	-
ISS	(8)	-	36,8%	(6)	-	12,5%	(5)	-
Reserva Global De Reversão - RGR	(2)	-	-37,7%	(4)	-	-96,3%	(101)	-
Conta Cons Combustível - CCC	-	-	-100,0%	(34)	-	-94,2%	(598)	-
Conta Desenv Energético - CDE	(272)	-	74,9%	(155)	-	-73,4%	(584)	-
Programa de P & D e Eficiência Energética	(118)	-	5,8%	(111)	-	-28,3%	(155)	-
PROINFA	(101)	-	1,3%	(99)	-	27,4%	(78)	-
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	-	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-
IPI	-	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(5.490)</b>	-	<b>16,7%</b>	<b>(4.706)</b>	-	<b>-26,1%</b>	<b>(6.367)</b>	-
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>17.306</b>	-	<b>18,3%</b>	<b>14.634</b>	-	<b>-2,8%</b>	<b>15.055</b>	-

### Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2014, comparado com 2013:

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2014 foi de R\$ 22.796 milhões, representando um aumento de 17,9% (R\$ 3.457 milhões) quando comparado com 2013.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 13,4% (R\$ 1.843 milhões) no fornecimento faturado, justificado pela: (i) aumento de 9,7% (R\$ 1.342 milhões) nas tarifas médias praticadas, bem como pelo aumento de 3,3% (R\$ 501 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 24,7% (R\$ 623 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo (i) aumento de R\$ 770 milhões na venda de energia de curto prazo devido ao aumento do preço médio em 109,4% (R\$ 225 milhões) e pelo aumento na quantidade energia vendida em 126,4% (R\$ 545 milhões); (ii) Aumento de R\$ 36 milhões na venda à Furnas - efeito do IGP-M; compensado pela (iii) redução de R\$ 184 milhões em outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, basicamente pela redução na quantidade de energia vendida de 11,8% (R\$ 227 milhões) e aumento do preço médio de 2,3% (R\$ 43 milhões).
- Aumento de R\$ 911 milhões referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras).

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Aumento de 3,3% (R\$ 268 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (R\$ 143 milhões), (ii) aumento na receita de TUSD consumidor cativo (R\$ 177 milhões) em virtude, principalmente, do aumento da tarifa, compensado parcialmente pela (iii) redução de 5,9% (R\$ 59 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2014 foram de R\$ 5.490 milhões, apresentando um aumento de 16,7% (R\$ 784 milhões) comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 11,9% (R\$ 329 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 24,0% (R\$ 365 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas; e
- Aumento de 21,9% (R\$ 88 milhões) referente os encargos setoriais, sendo decorrente basicamente da (i) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 116 milhões), (ii) Programa de P & D e Eficiência Energética (R\$ 6 milhões) compensada parcialmente pela redução da Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 34 milhões).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2013, comparado com 2012:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2013 foi de R\$ 19.339 milhões, representando uma redução de 9% (R\$ 1.910 milhões) quando comparado com 2012.

Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 13,3% (R\$ 2.109 milhões) no fornecimento faturado, justificado pela: (i) redução de 15,4% (R\$ 2.451 milhões) nas tarifas médias praticadas, parcialmente compensadas pelo aumento de 2,5% (R\$ 341 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 20,8% (R\$ 434 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente por (i) CPFL Renováveis (R\$ 178 milhões), em função de entrada em operação das usinas Atlântica, Salto Goes, Bio Coopcana, Bio Alvorada, Campo dos Ventos II e Solar, (ii) Aumento de R\$ 396 milhões em outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, basicamente pelo aumento na quantidade de energia vendida de 17,0% e aumento do preço médio de 8,4%, (iii) Aumento de R\$ 30 milhões na venda à Furnas - efeito do IGP-M; e (iv) aumento R\$ 8 milhões na venda de energia de curto prazo devido ao aumento do preço médio em 108,3%.
- Redução de 25,7% (R\$ 348 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos.
- Aumento de 10,1% (R\$ 177 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (R\$ 576 milhões), (ii) arrendamento e aluguel (R\$ 23 milhões), (iii) aumento na receita do segmento de serviços (R\$ 28 milhões), compensado pela redução na receita de TUSD consumidor livre (R\$ 447 milhões) em virtude, principalmente, da redução da tarifa.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2013 foram de R\$ 4.706 milhões, apresentando uma redução de 26% (R\$ 1.652 milhões) comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 12,6% (R\$ 402 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência da queda do fornecimento faturado;
- Redução de 8,8% (R\$ 147 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente a redução do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Redução de 85,0% (R\$ 1.090 milhões) referente os encargos setoriais, sendo: (i) Reserva Global De Reversão - RGR (R\$ 97 milhões); (ii) Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 564 milhões), e (iii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 429 milhões).



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2014, comparado com 2013:

O Custo com Energia Elétrica em 2014 totalizou R\$ 10.643 milhões, representando um aumento de 29,8% (R\$ 2.446 milhões) comparado com 2013, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:  
Aumento de 36,0% (R\$ 2.689 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:  
Redução de 33,3% (R\$ 242 milhões) devido principalmente aos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 422 milhões) líquido do aporte CDE/CCEE; (ii) Encargos de Energia de Reserva (R\$ 22 milhões); compensado pelos (iii) aumentos dos Encargos de Rede Básica (R\$ 168 milhões) devido a reajuste das transmissoras, e (iv) créditos de PIS e Cofins (R\$ 27 milhões).

### Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2013, comparado com 2012:

O Custo com Energia Elétrica em 2013 totalizou R\$ 8.197 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 56 milhões) comparado com 2012, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:  
Aumento de 11% (R\$ 739 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:  
Redução de 52,2% (R\$ 795 milhões) devido principalmente aos Encargos de Rede Básica (R\$ 568 milhões) devido a reajuste das transmissoras; Encargos de Energia de Reserva (R\$ 52 milhões), Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 57 milhões) líquido da recuperação de custos através de aportes da CDE e Encargos de Conexão (R\$ 35 MM).

### Custos e Despesas Operacionais:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.123 milhões, uma redução de 1,4 % (R\$ 55 milhões) quando comparado com 2013. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de R\$ 129 milhões (17,8%) em despesas com pessoal, devido a um aumento de 8,9% em nosso número de empregados e o registro das despesas relacionadas com o pessoal da DESA, no último trimestre de 2014;
- Aumento de R\$ 117 milhões em depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias e ativos incorporados pela aquisição da DESA;
- Aumento de R\$ 39 milhões em serviços de terceiros;
- Redução de R\$ 62 milhões (6,2%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente da diminuição dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Redução de R\$ 13 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2014;
- Redução de R\$ 165 milhões (17,8%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) da redução de R\$ 237 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; parcialmente compensado pela (ii) redução de R\$ 60 milhões de ganhos na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes, resultou em uma perda de R\$ 21 milhões em 2014 e (iii) pelo aumento de R\$ 13 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2013, comparado com 2012:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.067 milhões, uma redução de 5,5 % (R\$ 235 milhões) quando comparado com 2012. Esta variação deve-se principalmente a:

- Redução de R\$ 347 milhões (25,7%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Aumento de R\$ 28 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2013;
- Aumento de R\$ 64 milhões em depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 59 milhões);
- Aumento de R\$ 32 milhões (5,4%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) do aumento de R\$ 242 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; parcialmente compensado pela (ii) redução de R\$ 94 milhões de perda/(ganho) na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes e (iii) pela redução de R\$ 93 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores; e
- Redução de R\$ 54 milhões (10%) com serviços de terceiros, resultante de uma queda geral nas despesas operacionais;

### Resultado financeiro:

#### Principais variações do Resultado Financeiro de 2014, comparado com 2013:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.089 milhões em 2014, representando um aumento na despesa de R\$ 118 milhões, comparado com 2013. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 27,3% (R\$ 191 milhões), decorrentes (i) do aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 114 milhões); (ii) do aumento de R\$ 105 milhões na receita de ajuste na expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão; (iii) do aumento de atualização de créditos fiscais (R\$ 17 milhões); compensado pela redução da atualização de depósitos judiciais R\$ 44 milhões); e
- Aumento nas despesas financeiras de 18,5% (R\$ 309 milhões), principalmente em função de: (i) encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 316 milhões) devido principalmente pelo aumento do endividamento, (ii) redução dos juros capitalizados (R\$ 45 milhões) devido a entrada em operação de diversas obras de geração de energia renováveis, compensado pela (iii) redução do ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 67 milhões), e (iv) outras despesas (R\$ 15 milhões).

#### Principais variações do Resultado Financeiro de 2013, comparado com 2012:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 971 milhões em 2013, representando um aumento na despesa de R\$ 394 milhões, comparado com 2012. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 1,1% (R\$ 8 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 159 milhões na receita de ajuste na expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 24 milhões), (iii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 6 milhões), (iv) Atualização de créditos fiscais (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente pelo aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 116 milhões) e na atualização de Depósitos Judiciais (R\$ 68 milhões);
  - Aumento nas despesas financeiras de 30% (R\$ 386 milhões), principalmente em função de: (i) encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 281 milhões) devido principalmente pelo aumento do endividamento, (ii) ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 67 milhões), (iii) juros e multas de tributos (R\$ 49 milhões), principalmente em função Programa Especial de Parcelamento - PEP.

**10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro****10.2 Comentários dos diretores sobre:****a) resultados das operações do emissor, em especial:**

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, fontes convencionais de geração, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou, em 2014, 79,0% da nossa receita operacional líquida (79,1% em 2013), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2014, representando 95,3% do lucro líquido no ano (76,5% em 2013 e 68,7% em 2012).

As contribuições de produção convencional, Geração Renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 estão apresentados na tabela a seguir:

	<u>Distribuição</u>	<u>Geração convencional</u>	<u>Geração renovável</u>	<u>Comercialização</u>	<u>Serviços</u>
<b>2014</b>					
Receita Operacional Líquida	79,0%	6,9%	8,0%	12,6%	2,0%
Lucro (prejuízo) líquido	95,3%	12,2%	-19,0%	15,3%	3,2%
<b>2013</b>					
Receita Operacional Líquida	79,1%	6,3%	7,4%	12,6%	1,4%
Lucro (prejuízo) líquido	76,5%	32,9%	-5,8%	3,8%	1,7%
<b>2012</b>					
Receita Operacional Líquida	83,4%	5,6%	5,5%	12,7%	1,2%
Lucro (prejuízo) líquido	68,7%	28,7%	0,7%	8,5%	2,2%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2014, nosso segmento de geração por fontes convencionais representou 9,1% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi negativa (-19,0%).

Em 31 de dezembro de 2014, 2,9% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção.

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos. Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vende energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

### i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, dentre outras atividades de prestação de serviço.

### ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

#### **Resultados das Operações —2014 em comparação a 2013**

##### ***Receitas Operacionais Líquidas***

Em comparação a 2013, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 18,3% (ou R\$ 2.672 milhões) em 2014, totalizando R\$ 17.306 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual de nossas subsidiárias de distribuição, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossas áreas de concessão. Também reconhecemos R\$ 911 milhões relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras). Ainda está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 945 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

##### *Vendas por Destino*

##### *Vendas a consumidores finais*

Comparado a 2013, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais aumentou 17,9% em 2014, para R\$ 22.796 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2014, os preços de energia elétrica aumentaram em média 9,37%, principalmente devido aos ajustes anuais nas seguintes distribuidoras: CPFL Paulista (17,18%), RGE (21,82%) e CPFL Piratininga (19,73%), considerando suas datas de vigência. Veja a nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2014 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 99,6% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios apresentaram aumentaram de 7,0% e 10,0%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual, como descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais aumentou 4,2%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 12,1% principalmente devido a reajustes tarifa. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais aumentaram 6,6%. O aumento no preço médio para os consumidores industriais deveu-se ao aumento das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2014 aumentou 3,3% em comparação a 2013. O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 63,9% de nossas vendas a consumidores finais, aumentou 7,0% e 6,8%, respectivamente. O crescimento dessas categorias resulta de um bom desempenho da renda e do mercado de trabalho, confirmado por níveis de desemprego historicamente baixos e o aumento de crédito ao consumidor nos últimos anos. Esses fatores refletiram positivamente nas vendas no varejo e nos mercados de móveis e eletrodomésticos nesse ano.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2014 diminuiu 3,7% (o que representa 24,7% de nossas vendas para Consumidores Finais), diminuiu 3,7% comparado a 2013, refletindo um modesto desempenho na produção industrial deste período. Em 2014, o volume de venda desta categoria para Consumidores Finais cativos e no Mercado Livre diminuiu 2,0% e 6,3%, respectivamente, refletindo a desaceleração da atividade econômica, que impactou o consumo de grandes clientes industriais. Adicionalmente, os consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição que comprem de outros fornecedores em ambiente de contratação livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e essa receita é refletida em nossas demonstrações financeiras auditadas em "Outras Receitas Operacionais".

### *Vendas para atacadistas*

Comparado a 2013, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas aumentaram 24,7% (ou R\$ 623 milhões) para R\$ 3.145 milhões em 2014 (13,8% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a (i) um aumento de R\$ 770 milhões em vendas de energia no mercado spot, (aumentos de 124,5% no volume e de 111,1% do preço médio), devido às más condições hidrológicas em 2014, que levou participantes do mercado de compra de energia para suprir a sua energia Assegurada; (ii) um aumento de 8,1% (ou R\$ 36 milhões) nas vendas para Furnas como resultado do aumento tarifário com relação ao efeito do IGP-M e compensado por (ii) uma diminuição de 9,8% (ou R\$ 184 milhões) das vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias. Consulte informações adicionais sobre as receitas operacionais líquidas de nossos segmentos de Vendas por Segmento.

### *Outras receitas operacionais*

Comparado a 2013, nossas outras receitas operacionais brutas apresentaram aumento de 3,1% (ou R\$ 91 milhões) em 2014 para R\$ 3.030 milhões (13,3% das nossas receitas operacionais brutas), principalmente devido ao (i) aumento de 2,6% (ou R\$ 25 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes do reajuste tarifário anual, líquido do efeito negativo no volume vendido para os consumidores industriais, que diminuiu 3,7% em 2014 em comparação com 2013, (ii) aumento de 22,8% (ou R\$ 143 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda; e (iii) aumento de 17,5% (ou R\$ 26 milhões) relativos à receita de aluguel. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 5,9% (ou R\$59 milhões) de receita de construção da infraestrutura da concessão e à diminuição de 64,4% (ou R\$ 51 milhões) de outras receitas.

### *Deduções das receitas operacionais*

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS), é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas. Estas deduções representaram 24,1% da nossa receita operacional bruta em 2014 e 24,3 % em 2013. Comparado a 2013, essas deduções aumentaram 16,7% (ou R\$ 785 milhões) atingindo R\$ 5.490 milhões em 2014, principalmente devido: (i) a um aumento de 11,96% (ou R\$ 329 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado, (ii) a um aumento de 24,0% (ou R\$ 365 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido do aumento de 21,9% (ou R\$ 88 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado do aumento das contribuições para a Conta CDE. Ver nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### *Vendas por segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2013, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram aumento de 18,1% (ou R\$ 2.099 milhões) atingindo R\$ 13.678 milhões em 2014. Esse aumento refletiu principalmente: (i) o aumento nas revisões tarifárias anuais para nossas empresas de distribuição, afetando a venda de energia para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão (aumento de R\$ 1.836 milhões), (ii) reconhecimento de R\$ 911 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais (ver notas 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas), (iii) um aumento de R\$ 143 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE (ver nota 27.4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas), (iv) um aumento de R\$ 66 milhões de vendas para outras concessionárias, devido principalmente a um aumento nas vendas de energia de curto prazo na CCEE como resultado do aumento da quantidade energia elétrica vendida principalmente pelas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 120 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão, como resultado de menores investimentos em melhoria e expansão de nossas subsidiárias de distribuição e um aumento (que representa uma redução nas receitas operacionais) de R\$ 725 milhões em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pelo aumento de R\$ 638 milhões em impostos (ICMS, PIS e Cofins) e um aumento líquido de R\$ 88 milhões em encargos regulatórios.

#### *Geração (fontes convencionais)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2014 totalizaram R\$ 1.190 milhões, um aumento de 26,8% (ou R\$ 265 milhões) comparado a R\$ 926 milhões em 2013. Este aumento deveu-se principalmente a (i) um aumento de 533,8% (R\$ 124 milhões na quantidade de energia vendida no mercado à vista e (ii) um aumento de 28,3% (ou R\$ 145 milhões) em vendas de nossas subsidiárias de distribuição, considerando-se um aumento de 46,6% no preço médio e uma redução de 12,5% no volume vendido neste período.

#### *Geração (fontes renováveis)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2014 totalizaram R\$ 1.380 milhões, um aumento de 27,3% (ou R\$ 296 milhões) comparado a R\$ 1.084 milhões em 2013. Esse aumento deveu-se principalmente pelo aumento do adicional da capacidade instalada como resultado do (i) início da operação do Complexo Campo dos Ventos II e Complexo Atlântica no último trimestre de 2013 e Macacos I, no segundo trimestre de 2014 e, (ii) da aquisição da Rosa dos Ventos, no primeiro trimestre de 2014, e da DESA no último trimestre de 2014 (ver nota 13.7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas). Além disso, outro fator que contribuiu para o aumento da receita operacional líquida foi o aumento de 11,5% no preço médio da energia vendida comparado com 2013.

#### *Comercialização*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2014 totalizaram R\$ 2.179 milhões, um aumento de 18,1% (ou R\$ 334 milhões) comparado a R\$ 1.845 milhões em 2013. O aumento deveu-se principalmente a um aumento de R\$ 572 milhões na energia vendida na CCEE, como resultado do aumento do volume (118,9%) e do preço médio (142,1%) da energia vendida em comparação com 2013. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de 21,3% (ou R\$ 220 milhões) da energia

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

vendida para outras concessionárias e permissionárias, devido a uma redução de 39,7% no volume vendido, parcialmente compensado por um aumento de 30,6% no preço médio.

### *Serviços*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2014 totalizaram R\$ 345 milhões em 2014, um aumento de 71,6% (ou R\$ 144 milhões) comparado a R\$ 201 milhões em 2013. Isto foi devido, principalmente, ao aumento nas vendas pela CPFL Serviços (tanto para terceiros como para nossas subsidiárias), reflexo de um esforço para aumentar a gama de serviços relacionados à energia, e por um aumento no volume de operações da CPFL Total.

### **Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado**

#### *Custo de Energia Elétrica*

*Energia comprada para revenda.* Comparado a 2013, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 36,0% (ou R\$ 2.689 milhões) em 2014, para R\$ 10.158 milhões (69,1% de nossos custos operacionais totais e despesas operacionais), principalmente devido ao aumento de 33,3% no preço médio, refletindo: (i) um aumento de R\$ 2,292 milhões refletindo os aumentos de 70,6% no volume e de 143,3% no preço médio da energia comprada no Mercado Livre; (ii) um aumento de R\$ 2.051 milhões reflexo do aumento de 32,2% no preço médio da energia comprada no Mercado Regulado parcialmente compensado por uma redução de 1,5% no volume de energia comprada; e (iii) um aumento de R\$ 85 milhões decorrente do aumento de 9,7% no preço médio da energia comprada de Itaipu, reflexo da desvalorização média de 8,5% do real em relação ao dólar em 2014 bem como da redução de 2,8% do volume de energia comprada. Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 1.513 milhões em reembolso de despesas por CDE e um aumento de R\$ 257 milhões em créditos fiscais de compra de energia.

*Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.* Comparado a 2013, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 33,3% (ou R\$ 242 milhões) para R\$ 485 milhões em 2014, principalmente devido (i) a uma redução de R\$ 881 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquido de um aumento de R\$ 168 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes do aumento nas tarifas das empresas de transmissão e reembolso de custos pela Conta CDE. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 28 em nossas demonstrações financeiras auditadas.

#### *Outros custos e despesas operacionais*

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais. Comparado a 2013, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 1,4% (ou R\$ 55 milhões) para R\$ 4.123 milhões em 2014, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) um aumento de R\$ 129 milhões em despesas com pessoal devido a um aumento de 8,9% em nosso número de empregados; (ii) um aumento de R\$ 117 milhões em despesas de depreciação e amortização, principalmente como resultado do início das operações de novos investimentos e aquisição de DESA no último trimestre de 2014 pela controlada CPFL Renováveis; (iii) uma redução de R\$ 60 milhões em despesas relacionadas a perdas na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes, o que resultou em um prejuízo líquido de R\$ 21 milhões em 2014; (iv) aumento de R\$ 39 milhões em serviços terceirizados. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 237 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações e uma diminuição de R\$62 milhões em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão.

#### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica*

Comparado a 2013, nosso resultado do serviço aumentou 7,2% (ou R\$ 170 milhões) para R\$ 2.540 milhões em 2014, devido a um aumento em nossa receita operacional líquida maior que o aumento em nosso custo de energia e dos custos e despesas operacionais.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou 3,3% (ou R\$ 52 milhões) para R\$ 1.603 milhões em 2014. O que representa o efeito líquido no resultado de serviço de energia elétrica devido a um aumento de 18,1% (ou R\$ 2.099 milhões) na receita operacional líquida (como discutido acima) e um aumento de 20,4% (ou R\$ 2.048 milhões) para os custos e despesas operacionais. Os principais fatores que contribuem para as variações de custos e despesas operacionais foram:

*Custos com energia elétrica:* em comparação a 2013, os custos com energia elétrica apresentaram aumento de 31,5% (ou R\$ 2.158 milhões), para R\$ 9.010 milhões em 2014. O custo da energia comprada para revenda aumentou 39,1% (ou R\$ 2.410 milhões), refletindo um aumento dos preços médios, decorrente da maior exposição e variação no preço "PLD" estabelecido, reajustes tarifários e as variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu. Além disso, Os Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 37,1% (ou R\$ 252 milhões), principalmente devido a: (i) e uma redução de R\$ 873 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema devido à contabilização dos efeitos da CONER (ver nota 28,1 de nossas demonstrações financeiras consolidada), e parcialmente compensada por um aumento de R\$ 155 milhões nos Encargos da Rede Básica devido ao aumento nas tarifas nas empresas transmissoras; e (iii) uma redução de R\$ 459 milhões, no valor de reembolso pela CDE (que representa um aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição).

*Outros custos e despesas operacionais.* Comparado a 2013, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram redução de 3,5% (ou R\$ 110 milhões) para R\$ 3.066 milhões em 2014, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 232 milhões despesas legais, judiciais e indenizações (ii) uma redução de R\$ 120 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; e (iii) a uma redução de R\$ 13 milhões em entidade de previdência privada, como resultado do laudo atuarial para 2014. Essa redução foi parcialmente compensada por: (i) aumento de R\$ 74 milhões em serviços de terceiros, especificamente com a manutenção de linha da subestação e distribuição; (ii) um aumento de R\$ 97 milhões em despesas com pessoal devido a uma distribuição maior do nosso plano de participação nos lucros e um aumento de 5% no número de empregados; (iii) um aumento de R\$ 26 milhões em despesas de depreciação e amortização, e (iv) aumento de R\$ 53 milhões sobre o resultado da alienação de ativos não circulantes.

#### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional diminuiu 13,9% (ou R\$ 78 milhões) para R\$ 482 milhões em 2014. Essa redução se deu principalmente em razão do aumento de 28,6% (ou R\$ 265 milhões) na receita líquida operacional, ser menor que o aumento de 93,6% (ou R\$ 343 milhões) nos custos e despesas operacionais, principalmente por um aumento de R\$ 334 milhões em energia comprada para revenda decorrente do aumento de 260,5% dos preços médios comparados com 2013, considerando-se que nossas Usinas Hidrelétricas geraram uma quantidade de energia menor do que sua Energia Assegurada do MRE, o que as levou a comprar energia de outras fontes no mercado à vista. Além disso, este GSF representa um aumento no custo da energia comprada no mercado à vista em comparação com o custo da energia gerada por nós.

#### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou aumento de 7,72% (ou R\$ 17 milhões) para R\$ 231 milhões em 2014. Apesar do aumento de 27,3% (ou R\$ 296 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 32,2% (ou R\$ 279 milhões), devido principalmente (i) a um aumento de R\$ 139 milhões em energia comprada para revenda, como resultado do aumento de 68,5% nos preços médios, compensado por uma redução de 9,2% no volume de energia vendida, (ii) a um aumento de R\$ 84 milhões na depreciação e amortização devido à entrada em operações de novas usinas da CPFL Renováveis; e (iii) um aumento de R\$ 35 milhões em serviços terceirizados.



## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Comercialização*

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização aumentou 294,0% (ou R\$ 153 milhões) para R\$ 205 milhões em 2014. Esse aumento ocorreu em virtude de um aumento de 18,1% (ou R\$ 334 milhões) nas receitas operacionais líquidas e por um aumento, relativamente menor, de 10,1% (ou R\$ 181 milhões) nos custos e despesas devido principalmente a um aumento de R\$ 186 milhões em energia comprada para revenda, decorrente de um aumento de 37,7% no preço médio, parcialmente compensado por uma redução de 19,6% no volume de energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 7 milhões em encargos de uso distribuição e transmissão.

### *Serviços*

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou aumento de 238% (ou R\$ 32 milhões) para R\$ 45 milhões em 2014. Apesar do aumento de 71,6% (ou R\$ 144 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 59,7% (ou R\$ 112 milhões) devido principalmente: (i) a um aumento de R\$ 58 milhões em custos com a construção da infraestrutura em atividades de transmissão, (ii) um aumento de R\$ 24 milhões em pessoal em função do aumento de 29,9% no número de empregados, e (iii) um aumento de R\$ 20 milhões despesas de materiais e serviços de terceiros.

## **Lucro líquido Consolidado**

### *Despesa Financeira Líquida*

Em comparação a 2013, nossa despesa financeira líquida aumentou 12,1% (ou R\$ 118 milhões), passando de R\$ 971 milhões em 2013 para R\$ 1.089 milhões em 2014, devido principalmente: a um aumento de R\$ 309 milhões em nossa despesa financeira, compensado por um aumento de R\$ 191 milhões em receita financeira.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 105 milhões no ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão em 2014; (ii) aumento de R\$ 114 milhões em rendimentos de aplicações financeiras, parcialmente compensada pela redução de R\$ 44 milhões com a atualização monetária dos depósitos judiciais.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) um aumento nos encargos de dívida e nas variações monetária e cambial (R\$ 316 milhões) como resultado do aumento do endividamento, e (ii) redução de R\$ 45 milhões em juros de empréstimos capitalizados, parcialmente compensado pela redução de R\$ 67 milhões com ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão.

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento em reais somou R\$ 15.709 milhões (R\$ 15.103 milhões em 2013), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 3.441 milhões (R\$ 2.008 milhões em 2013) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 10,5% em 2014, comparado a 7,8% em 2013, e a TJLP permaneceu estável em 5,0% em 2014 e 2013.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 570 milhões em 2013 para R\$ 624 milhões em 2014. A alíquota efetiva de 41,4% sobre o lucro antes dos tributos em 2014, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, principalmente devido à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos corresponde ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para à sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Lucro líquido*

Comparado a 2013 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 6,6% (ou R\$ 63 milhões), para R\$ 886 milhões em 2014.

### *Lucro Líquido por Segmento*

Em 2014, 95,3% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 12,2% do nosso segmento de geração de fontes convencionais e -19% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 15,3% de nosso segmento de comercialização e 3,2% de nosso segmento de serviços.

### *Distribuição*

Comparado a 2013, o lucro líquido do segmento de distribuição aumentou 16,4% (ou R\$ 119 milhões), para R\$ 844 milhões em 2014, principalmente devido ao aumento de 3,3% (R\$ 52 milhões) nas receitas de serviço de energia elétrica, e uma diminuição de R\$ 105 milhões das despesas financeiras líquidas. A redução nas despesas financeiras líquidas foi devida principalmente:

- um aumento de R\$ 49 milhões na receita financeira principalmente decorrente do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 105 milhões) e um aumento da atualização dos créditos tributários (R\$ 9 milhões), parcialmente compensado pela redução de R\$ 44 milhões na correção monetária dos depósitos judiciais e pela redução de R\$ 25 milhões em rendimentos de aplicações .
- uma redução de R\$ 56 milhões nas despesas financeiras principalmente em função de: (i) uma diminuição na despesa financeira decorrente do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões), e (ii) uma diminuição de R\$ 23 milhões em outras despesas financeiras, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 33 milhões com encargos de dívidas e variações monetárias e cambiais, como resultado da maior endividamento.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2013, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais diminuiu 65,4% (ou R\$ 204 milhões), para R\$ 108 milhões em 2014, comparado a R\$ 312 milhões em 2013, como resultado da diminuição de 13,9% (ou R\$ 78 milhões) no resultado do serviço, e por um aumento de R\$ 99 milhões nas despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 144 milhões nas despesas financeiras (devido principalmente a um aumento de R\$ 124 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 45 milhões na receita financeira decorrente basicamente da renda de aplicações financeiras (R\$ 41 milhões).

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2013, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis aumentou 205,5% (R\$ 113 milhões) para R\$ 168 milhões em 2014, como resultado do aumento de 41,1% (ou R\$ 107 milhões) nas despesas financeiras líquidas, devido principalmente: (i) do aumento de R\$ 71 em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais; (ii) da redução de R\$ 44 milhões de juros de empréstimos capitalizados; (iii) do aumento de R\$ 30 milhões com outras despesas financeiras; e (iv) do aumento de R\$ 40 milhões em receita de aplicações financeiras, parcialmente compensado pelo aumento da R\$ 17 milhões em receitas dos serviços de energia elétrica, como discutido anteriormente.

### *Comercialização*

Comparado a 2013, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização aumentou 280,7% (ou R\$ 100 milhões), para R\$ 136 milhões em 2014, refletindo um aumento de R\$ 153 milhões no resultado do serviço, compensado principalmente por um aumento de R\$ 48 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Serviços*

Comparado a 2013, o lucro líquido de nosso segmento de serviços aumentou 78,7% (ou R\$ 13 milhões), para R\$ 29 milhões em 2014, refletindo um aumento de R\$ 32 milhões no resultado do serviço, somada a uma

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

redução de R\$ 13 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensado por um aumento de R\$ 6 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### ***Resultados das Operações —2013 em comparação a 2012***

Estamos reapresentando nossos Balanços Patrimoniais em 1º de janeiro de 2012 e 31 de dezembro de 2012, e nossas Demonstrações dos Resultados, dos Resultados Abrangentes, Fluxos de Caixa e Demonstração do Valor Adicionado de 31 de dezembro de 2012 como resultado da adoção em 1º de janeiro de 2013, de dois novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo IASB: IAS 19 (Benefícios a empregados – conforme revisão de 2011) e IFRS 11 (Negócios em conjunto). Estes novos pronunciamentos foram aplicados retrospectivamente a 2012 e 2011 de acordo com o IAS 8 (políticas contábeis, mudanças de estimativas e erros) para fins comparativos. A adoção destes novos pronunciamentos impactou diversas linhas de nossas demonstrações financeiras. Um destes impactos é referente ao método de consolidação dos resultados das empresas controladas em conjunto, que agora são registradas utilizando o método de equivalência patrimonial, em vez da consolidação proporcional utilizada anteriormente ao IFRS 11. Veja a nota 2.9 de nossas demonstrações financeiras para uma descrição destes pronunciamentos e o impacto em nossas demonstrações financeiras.

### ***Receitas Operacionais Líquidas***

Em comparação a 2012, as receitas operacionais líquidas apresentaram redução de 1,7% (ou R\$ 257 milhões) em 2013, totalizando R\$ 14.634 milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente a queda nas receitas em nossas oito subsidiárias de distribuição, devido à redução nas tarifas médias cobradas como resultado da Lei nº 12.783/2013, na qual a ANEEL ratificou o resultado das revisões tarifárias extraordinárias, ou RTE, em 2013 para nossas empresas de distribuição, aplicadas para consumo de 24 de janeiro de 2013 e ajustes tarifários, afetando a quantidade de energia elétrica distribuída para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão. Também está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 1.004 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

#### *Vendas por Destino*

##### *Vendas a consumidores finais*

Comparado a 2012, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais reduziu 9,0% em 2013, para R\$ 19.339 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2013, os preços de energia elétrica reduziram em média 15,4%, principalmente devido ao resultado das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013, aplicadas para consumo de 24 de janeiro de 2013, parcialmente compensando pelo efeito líquido dos ajustes anuais ("RTA") nas seguintes distribuidoras: CPFL Paulista (6,18%), RGE (-10,64%) e CPFL Piratininga (6,91%). Veja a nota explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2013 foram menores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 99,2% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios apresentaram redução de 18,7% e 14,3%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual ("RTE" e "RTA"), como descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais aumentou 7,6%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios caíram 10,8% principalmente devido a tarifa. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 7,7%. O

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

efeito da diminuição no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a reduções tarifárias pelas revisões extraordinárias ("RTE") dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2013 aumentou 2,6% em comparação a 2012. O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam, 62,8% de nossas vendas a consumidores finais, aumentou 5,9% e 1,4%, respectivamente. O crescimento dessas categorias resulta de um bom desempenho da renda e do mercado de trabalho, confirmado por níveis de desemprego historicamente baixos e o aumento de crédito ao consumidor nos últimos anos. Esses fatores refletiram positivamente nas vendas no varejo e nos mercados de móveis e eletrodomésticos nesse ano.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2013 aumentou 1,1% (o que representa 26,1% de nossas vendas para Consumidores Finais), comparado a 2012, refletindo um modesto desempenho na produção industrial deste período. Em 2013, o volume de venda desta categoria para Consumidores Finais cativos diminuiu 6,0%, o que foi parcialmente compensado por um aumento de 14,5% nas vendas em ambiente desta categoria de contratação livre, devido principalmente ao crescimento de 19,6% de nossa subsidiária CPFL Brasil, cujo resultado positivo deveu-se do mecanismo de venda bem-sucedido direcionado a clientes industriais em ambiente de contratação livre. Adicionalmente, os consumidores industriais em nossas áreas de concessão para distribuição que comprem de outros fornecedores em ambiente de contratação livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e essa receita é refletida em nossas demonstrações financeiras auditadas em "Outras Receitas Operacionais".

### *Vendas para atacadistas*

Comparado a 2012, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas aumentaram 20,8% (ou R\$ 434 milhões) para R\$ 2.522 milhões em 2013 (13,0% das nossas receitas operacionais brutas), principalmente em razão de (i) um aumento de 7,3% (ou R\$ 30 milhões) nas vendas para Furnas como resultado do aumento tarifário de 7,8% com relação ao efeito do IGP-M e (ii) um aumento de 26,8% (ou R\$ 396 milhões) das vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, principalmente pelo crescimento nas vendas de energia por nossas subsidiárias de geração de energia convencional (R\$ 72 milhões) e subsidiárias de geração de energia renovável (R\$ 250 milhões). Consulte informações adicionais sobre as receitas operacionais líquidas de nossos segmentos de Vendas por Segmento.

### *Outras receitas operacionais*

Comparado a 2012, nossas outras receitas operacionais brutas apresentaram redução de 5,5% (ou R\$ 170 milhões) em 2013 para R\$ 2.939 milhões (15,2% das nossas receitas operacionais brutas), especialmente em razão (i) da redução de 31,6% (ou R\$ 447 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica, decorrentes das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013, aplicadas ao consumo a partir de 24 de janeiro de 2013, (ii) da redução de 25,7% (ou R\$ 347 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos, (iii) parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 576 milhões em relação ao registro da subvenção de baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE.

### *Deduções das receitas operacionais*

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS), é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas. Estas deduções representaram 24,3% da nossa receita operacional bruta em 2013 e 29,9 % em 2012. Comparado a 2012, essas deduções reduziram 26,0% (ou R\$ 1.652 milhões) atingindo R\$ 4.706 milhões em 2013, principalmente devido: (i) a uma redução de 12,6% (ou R\$ 401 milhões) em ICMS, como resultado da queda de 13,3% em nosso fornecimento faturado, (ii) a uma redução de 8,8% (ou R\$ 147 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (a base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido da redução de 73,2% (ou R\$

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

1.105 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado de alterações nos regulamentos ANEEL na Lei 12.783, de 2013. Ver nota explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras auditadas.

### *Vendas por segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2012, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram redução de 6,7% (ou R\$ 835 milhões) atingindo R\$ 11.579 milhões em 2013. Essa redução foi devida principalmente: (i) à queda nas tarifas médias cobradas como resultado da Lei nº 12.783/2013, na qual a ANEEL ratificou o resultado das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013 para nossas empresas de distribuição, aplicadas para consumo a partir de 24 de janeiro de 2013 e ajustes tarifários, afetando a venda de energia para consumidores cativos (uma redução de R\$ 2.154 milhões) e receita de TUSD de Consumidores Livres (uma redução de R\$ 454 milhões) em nossas áreas de concessão, (ii) à redução de R\$ 354 milhões em receita de construção de infraestruturas de concessão, como resultado de menores investimentos em melhoria e expansão de nossas subsidiárias de distribuição e (iii) a uma redução de R\$ 139 milhões de vendas no varejo, devido a uma redução nas vendas de energia de curto prazo na CCEE como resultado da queda no valor da energia elétrica vendida principalmente pelas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, parcialmente compensado por (a) um aumento de R\$ 576 milhões com referência representando a subsidiária de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE, e (b) por uma redução (que representa um aumento nas receitas operacionais) de R\$ 1.723 milhões em deduções das receitas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 610 milhões em impostos (ICMS, PIS e COFINS) e por uma redução líquida de R\$ 1.102 milhões em encargos regulatórios.

#### *Geração (fontes convencionais)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2013 totalizaram R\$ 926 milhões, um aumento de 11,8% (ou R\$ 97 milhões) comparado a R\$ 828 milhões em 2012. Este aumento deveu-se principalmente a um aumento de 16,2% (ou R\$ 72 milhões) em vendas para nossas subsidiárias de distribuição, decorrentes de ajustes nos preços.

#### *Geração (fontes renováveis)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2013 totalizaram R\$ 1.084 milhões, um aumento de 32,4% (ou R\$ 265 milhões) comparado a R\$ 818 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se principalmente a um aumento na produção pelas novas Usinas Termelétricas a Biomassa em operação desde o segundo semestre de 2012, bem como ao bom desempenho das Usinas Eólicas, além da contribuição das aquisições da Bons Ventos S.A. e Usina Ester, em 2012.

#### *Comercialização*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2013 totalizaram R\$ 1.845 milhões, uma redução de 2,2% (ou R\$ 42 milhões) comparado a R\$ 1.886 milhões em 2012. A redução deveu-se principalmente a uma redução de R\$ 186 milhões (ou 25,4%) no volume vendido para outras concessionárias e licenciadas, (compensado por um aumento de 13,6% no preço médio), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 128 milhões nas vendas na CCEE.

#### *Serviços*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2013 totalizaram R\$ 201 milhões, um aumento de 16,9% (ou R\$ 29 milhões) comparado a R\$ 172 milhões em 2012. Isto foi devido, principalmente, ao aumento nas vendas pela CPFL Serviços (ambos terceiros e outras de nossas subsidiárias), reflexo de um esforço para aumentar a gama de serviços relacionados a energia, e por um aumento no volume de operações da CPFL Total.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### ***Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado***

#### *Custo de Energia Elétrica*

*Energia comprada para revenda.* Comparado a 2012, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 11,0% (ou R\$ 739 milhões) em 2013, para R\$ 7.469 milhões (60,9% de nossos custos operacionais totais e despesas operacionais), principalmente devido ao aumento de 20,4% no preço médio, refletindo a maior exposição e variação de preço de liquidação "PLD", ajustes de tarifas e variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu.

*Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.* Comparado a 2012, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 52,2% (ou R\$ 795 milhões) para R\$ 728 milhões em 2013, principalmente devido (i) a uma redução de R\$ 568 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes da redução nas tarifas das empresas de transmissão, (ii) a uma redução de R\$ 157 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquidos de reembolso de custos pela Conta CDE. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 27 em nossas demonstrações financeiras auditadas.

#### *Outros custos e despesas operacionais*

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparado a 2012, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram redução de 5,5% (ou R\$ 235 milhões) para R\$ 4.067 milhões em 2013, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) redução de R\$ 347 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; (ii) redução de R\$ 94 milhões de perda na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes; (iii) redução de R\$ 93 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores, a nossas companhias de distribuição; (iv) redução de R\$ 54 milhões em serviços de terceiros, resultante de uma queda nas despesas operacionais gerais (v) compensação parcial por um aumento de R\$ 242 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (vi) aumento de R\$ 64 milhões na depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 59 milhões); e (vii) um aumento de R\$ 28 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2013.

#### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica*

Comparado a 2012, nosso resultado do serviço aumentou 1,5% (ou R\$ 35 milhões) para R\$ 2.370 milhões em 2013, devido à redução em nossa receita operacional líquida pela redução em nosso custo de energia e pela queda dos custos e as despesas operacionais.

#### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento*

##### *Distribuição*

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou 13,0% (ou R\$ 179 milhões) para R\$ 1.551 milhões em 2013. Apesar da redução de 6,7% (ou R\$ 835 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais apresentaram redução de 9,2%, (ou R\$ 1.014 milhões), o que resultou em um aumento do resultado do serviço de energia elétrica. As principais variações nos custos e despesas operacionais foram:

*Custos com energia elétrica:* em comparação a 2012, os custos com energia elétrica apresentaram redução de 9,1% (ou R\$ 687 milhões), para R\$ 6.851 milhões em 2013. O custo da energia comprada para revenda aumentou 2,1% (ou R\$ 128 milhões), refletindo um aumento dos preços médios, decorrente da maior exposição e variação no preço "PLD" estabelecido, reajustes tarifários e as variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu. Contudo, esse aumento é repassado junto com as tarifas, tanto no ajuste tarifário de 2013 quanto no de 2014. Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

54,5% (ou R\$ 814 milhões), principalmente devido a uma redução de R\$ 574 milhões nos Encargos de Rede Básica devido a uma redução nas tarifas das empresas de transmissão e uma redução de R\$ 157 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquidos de reembolso de custos pela Conta CDE. Uma parte significativa do aumento nesses custos não foi incluída nas tarifas de distribuição e será repassada no próximo reajuste tarifário.

*Outros custos e despesas operacionais.* Comparado a 2012, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram redução de 9,3% (ou R\$ 327 milhões) para R\$ 3.177 milhões em 2013, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 354 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; (ii) a uma redução de R\$ 77 milhões de perda na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes; (iii) a uma redução de R\$ 94 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores, a nossas companhias de distribuição; (iv) a uma redução de R\$ 43 milhões em serviços de terceiros, resultante de uma queda nas despesas operacionais gerais (v) parcialmente compensado por um aumento de R\$ 236 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; e (vi) a um aumento de R\$ 26 milhões na depreciação e amortização, como consequência dos cálculos atuariais para 2013.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração aumentou 12,7% (ou R\$ 63 milhões) para R\$ 560 milhões em 2013. Esse aumento se deu principalmente em razão de um aumento de 11,8% (ou R\$ 97 milhões) na receita líquida operacional, compensado por um aumento de 10,4% (ou R\$ 35 milhões) nos custos e despesas operacionais, principalmente (i) por um aumento de R\$ 39 milhões em energia comprada para revenda decorrente do aumento dos preços médios, (ii) por um aumento de R\$ 4 milhões em planos de pensão a empregados, como resultado dos cálculos atuariais para 2013, e (iii) pela compensação parcial por uma redução de R\$ 7 milhões em serviços de terceiros, resultado de uma queda nas despesas operacionais gerais, que resultaram em um aumento no resultado do serviço de energia elétrica.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração apresentou redução de 0,2% (ou R\$ 0,4 milhões) para R\$ 215 milhões em 2013. Apesar do aumento de 32,4% (ou R\$ 265 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 44,1% (ou R\$ 266 milhões), devido principalmente (i) a um aumento de R\$ 199 milhões em energia comprada para revenda, como resultado da compra de energia extraordinária a fim de cumprir os contratos de venda de energia da Coopcana e Alvorada, bem como do Complexo Atlântica, devido a uma mudança no prazo de construção esperado, (ii) a um aumento de R\$ 42 milhões na depreciação e amortização devido à entrada em operações de algumas novas usinas da CPFL Renováveis, e (iii) a um aumento de R\$ 18 milhões em pessoal, como resultado dos efeitos do acordo coletivo de 2013, dos gastos com rescisões e indenizações ocorridas em 2013, maiores gastos com previdência privada e benefícios à empregados.

### *Comercialização*

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização reduziu de 79,6% (ou R\$ 203 milhões) para R\$ 52 milhões em 2013. Essa redução ocorreu em virtude de uma redução de 2,2% (ou R\$ 42 milhões) nas receitas operacionais líquidas e por um aumento de 9,9% (ou R\$ 162 milhões) nos custos e despesas devido principalmente a um aumento de R\$ 159 milhões em energia comprada para revenda, decorrente de um aumento de 21,5% no preço médio, parcialmente compensado por uma redução de 9,5% no volume de energia comprada.

### *Serviços*

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou redução de 49,3% (ou R\$ 13 milhões) para R\$ 13 milhões em 2013. Apesar do aumento de 16,9% (ou R\$ 29 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 28,8% (ou R\$ 42 milhões) devido principalmente a um aumento de R\$ 17 milhões em pessoal em função do aumento no

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

número de empregados na CPFL Serviços, bem como efeitos do acordo coletivo de 2013, e a um aumento de R\$ 16 milhões em materiais e serviços de terceiros, ambos decorrentes da expansão das atividades da CPFL Serviços.

### ***Lucro líquido Consolidado***

#### *Despesa Financeira Líquida*

Em comparação a 2012, nossa despesa financeira líquida aumentou 68,1% (ou R\$ 394 milhões), passando de R\$ 578 milhões em 2012 para R\$ 971 milhões em 2013, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 8 milhões em nossa receita financeira e um aumento de R\$ 386 milhões em nossa despesa financeira.

A redução na receita financeira deve-se aos seguintes principais motivos: (i) R\$ 159 milhões no ajuste no fluxo de caixa estimado dos ativos financeiros de concessão em 2012, (ii) redução de R\$ 24 milhões em juros e multas, parcialmente compensada (iii) um aumento de R\$ 116 milhões na receita de investimentos financeiros e (iv) um aumento de R\$ 68 milhões em correção monetária de depósitos em garantia.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) um aumento de nos encargos de dívida e nas variações monetária e cambial (R\$ 281 milhões), como resultado do aumento em nosso endividamento e (ii) o ajuste no fluxo de caixa estimado dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões).

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento em reais somou R\$ 15.013 milhões, sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 2.008 milhões de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 9,8% em 2013, comparado a 8,4% em 2012, e a TJLP reduziu em 5,0% em 2013, em comparação a 5,8% em 2012.

#### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social apresentou queda se comparado os R\$ 671 milhões em 2012 em relação aos R\$ 570 milhões em 2013. A alíquota efetiva de 37,5% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2013, maior do que a alíquota oficial de 34%, principalmente devido à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais, como descrito na nota 8.5 de nossas demonstrações financeiras.

#### *Lucro líquido*

Comparado a 2012 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 21,4% (ou R\$ 258 milhões), para R\$ 949 milhões em 2013.

#### *Lucro Líquido por Segmento*

Em 2013, 76,5% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 32,9% do nosso segmento de geração de fontes convencionais e -5,8% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 3,8% de nosso segmento de comercialização e 1,7% de nosso segmento de serviços.

#### *Distribuição*

Comparado a 2012, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 12,2% (ou R\$ 101 milhões), para R\$ 726 milhões em 2013, principalmente devido ao aumento de 13,0% (R\$ 181 milhões) nas receitas de serviço de energia elétrica, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 328 milhões das despesas financeiras líquidas devidas principalmente: (i) por uma redução de R\$ 54 milhões na receita financeira decorrente do ajuste na estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 159 milhões), (ii) uma redução de R\$ 26 milhões dos juros e multas, (iii) um aumento de R\$ 68 milhões na receita de investimentos financeiros, (iv) um aumento de R\$ 40 milhões em atualização de créditos fiscais e (v) um aumento de R\$ 28 milhões no ajuste de depósitos em garantia; e parcialmente compensado por (i) um aumento de R\$ 274 milhões em nossa despesa financeira decorrente principalmente de encargos de dívida e variações monetárias e cambiais (R\$ 173 milhões), como resultado de um maior endividamento, (ii) um



## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

aumento do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões); e (iii) por uma redução de R\$ 45 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2012, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais diminuiu 10,5% (ou R\$ 37 milhões), para R\$ 312 milhões em 2013, como resultado do aumento de 12,7% (ou R\$ 63 milhões) no resultado do serviço, parcialmente compensada por um aumento de R\$ 103 milhões nas despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 110 milhões nas despesas financeiras (devido principalmente a um aumento de R\$ 120 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 7 milhões na despesa financeira decorrente da receita de investimentos financeiros e por (ii) uma redução de R\$ 3 milhões em despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2012, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis foi de R\$ 55 milhões em 2013 (representando uma diferença de R\$ 63 milhões em comparação ao lucro em 2012), como resultado da redução de 0,2% (ou R\$ 0,4 milhões) no resultado do serviço, somado a um aumento de R\$ 61 milhões em despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 110 milhões nas despesas financeiras e um aumento de R\$ 1 milhão em despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Comercialização*

Comparado a 2012, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização reduziu 65,0% (ou R\$ 66 milhões), para R\$ 36 milhões em 2013, refletindo a redução de R\$ 203 milhões no resultado do serviço, compensado por um aumento de R\$ 106 milhões na receita financeira líquida e por uma redução na despesa de imposto de renda e contribuição social em R\$ 31 milhões.

### *Serviços*

Comparado a 2012, o lucro líquido de nosso segmento de serviços reduziu 40,1% (ou R\$ 11 milhões), para R\$ 16 milhões em 2013, refletindo a redução de R\$ 13 milhões no resultado do serviço, somada a uma redução de R\$ 3,7 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensado por uma redução de R\$ 6 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### ***b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços;***

#### *Tarifas Reguladas de Distribuição*

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2014, as vendas para consumidores cativos representaram 69,8% da quantidade de energia elétrica vendida e 67,3% da nossa receita operacional, em comparação com 68,6% e 66,7%, respectivamente, em 2013. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

#### *Reajuste Tarifário Anual*

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2011. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratinga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
<b>2011</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	6,11%	4,45%	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	1,27%	0,98%	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	5,43%	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
<b>2012</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	1,96%	7,71%	0,49%	4,36%	7,20%	-2,20%	-4,41%	-7,15%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	1,75%	1,08%	11,02%	3,74%	1,80%	2,28%	0,69%	0,05%
Reposic. total	3,71%	8,79%	11,51%	8,10%	9,00%	0,08%	-3,72%	-7,10%
<b>2013</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	4,53%	9,69%	-10,66%	12,15%	-1,83%	7,96%	6,98%	10,76%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	0,95%	-2,27%	0,34%	-2,82%	8,83%	1,47%	-4,71%	-8,06%
Reposic. total	5,48%	7,42%	-10,32%	9,32%	7,00%	6,48%	2,27%	2,71%
<b>2014</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	14,56%	15,81%	18,83%	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	2,62%	3,92%	2,99%	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
Reposic. total	17,18%	19,73%	21,82%	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%
<b>2015</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	(3)	(3)	(3)	22,01%	28,9%	28,82%	30,24%	40,07%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	(3)	(3)	(3)	12,67%	-5,55%	-8,02%	-5,36%	-1,61%
Reposic. total	(3)	(3)	(3)	34,68%	23,34%	20,80%	-24,88%	38,46%

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.

(3) O reajuste anual da CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratinga ocorre em abril, junho e outubro respectivamente.

### Revisões Periódicas

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações. A metodologia aplicável para esse ciclo continua em vigor para as distribuidoras até que as tarifas aplicáveis a tais distribuidoras seja revisada no âmbito do quarto ciclo de revisão.

Em 10 de outubro de 2013, por meio da Consulta Pública 11/2013, a ANEEL iniciou o processo para considerar a metodologia a ser aplicada no próximo ciclo de revisão (2015 a 2018). Em 10 de junho de 2014, na primeira fase da Consulta Pública 023/2014, a ANEEL apresentou uma proposta de metodologia para o ciclo atual. Os documentos liberados para consulta pública indicam que o próximo ciclo de revisão provável e substancialmente manterá a metodologia existente, exceto a metodologia para cálculo, a ser utilizada pela ANEEL na determinação da Base de Remuneração Regulatória ou BRR, que poderá ser significativamente modificada. Na segunda fase da Consulta Pública 023/2014, que foi aberta em 11 de dezembro de 2014, a ANEEL iniciou as discussões referentes à implementação da nova metodologia (exceto o BRR, cuja estrutura

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

da metodologia permanece sob análise da ANEEL). Como parte do processo de revisão, a ANEEL também indicou que os parâmetros das tarifas e a metodologia serão revisadas em ciclos autônomos, separados da revisão do ciclo da companhia; assim, os parâmetros tarifários revisados serão aplicados imediatamente para todo o setor mediante publicação, em vez de aplicar-se para as distribuidoras nos próximos ciclos tarifários de cada concessão, conforme já estabelecido anteriormente. Nesse sentido, em 3 de fevereiro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução nº 648/2015 determinando que o custo da remuneração a ser paga para todas as distribuidoras de março de 2015 a dezembro de 2017 é de 8,09% após as deduções de impostos, sendo que a nova porcentagem de remuneração será fixada para o período de três anos com início em janeiro de 2018, quando o parâmetro será novamente atualizado. Adicionalmente, a ANEEL esclareceu que a metodologia existente continuará a ser aplicada até a publicação da nova metodologia.

Espera-se que a revisão da metodologia atual seja concluída durante o primeiro semestre de 2015.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo e terceiro ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	5,65 <sup>(3)</sup>
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 <sup>(1)(3)</sup>
RGE	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-9,92 <sup>(3)</sup>
CPFL Santa Cruz	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 <sup>(1)(2)</sup>
CPFL Mococa	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 <sup>(1)(2)</sup>
CPFL Leste Paulista	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 <sup>(1)(2)</sup>
CPFL Sul Paulista	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 <sup>(1)(2)</sup>
CPFL Jaguari	Fevereiro de 2004	- 6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 <sup>(1)(2)</sup>

(1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.

(2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -3,72% para -3,78 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguari, principalmente devido ao aumento da BRR.

(3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 5,48% para 5,65%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,32% para -9,92%.

### Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, todos os distribuidores tiveram uma RTE em 24 de janeiro de 2013, a fim de passar aos consumidores os efeitos promovidos pela renovação da geração e transmissão de concessões e da redução encargos regulamentares.

A distribuição dos ajustes da recomposição tarifária extraordinária está representada na tabela a seguir:

**10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
<b>2013</b>								
Reposic. econômico	-15,3%	-11,3%	-12,0%	-6,8%	-7,6%	-17,2%	-18,4%	-25,4%
Componentes financeiros	-0,5%	1,1%	0,7%	3,7%	1,8%	2,3%	0,0%	0,1%
Reposic. total	-15,8%	-10,2%	-11,4%	-3,1%	-5,8%	-14,9%	-18,4%	-25,3%

Nos termos da Resolução nº 1.858/2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à expedição total das termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
<b>2015</b>								
Reposic. econômico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,00%
Componentes financeiros	31,77%	29,25%	35,47%	9,15%	16,25%	19,09%	21,29%	22,85%
Reposic. total	31,77%	29,25%	35,47%	9,15%	16,25%	19,09%	21,29%	22,85%

*Vendas a Consumidores Potencialmente Livres*

Com o intuito de promover transações mais competitivas de energia elétrica, o governo modificou a regulamentação do setor permitindo que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Atualmente, em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; no entanto, representa um percentual relevante da receita e da quantidade de energia elétrica distribuída. Em 2014 tínhamos 1.649 consumidores potencialmente livres que foram responsáveis por 15,1% de nossas vendas de energia elétrica. Em 2013, aproximadamente 17,0% da quantidade de energia elétrica distribuída pela Companhia foi destinada a Consumidores Potencialmente Livres. A maioria dos Consumidores Potencialmente Livres não optou por tornar-se um Consumidor Livre. Isto possivelmente ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda teria que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD, e tais pagamentos praticamente eliminaram as perdas na receita operacional decorrentes de tal migração. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

*Preços para a Energia Elétrica Adquirida*

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2014, foram adquiridos 58.879 GWh, em comparação aos 57.692 GWh adquiridos em 2013. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Nós também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2014, foram adquiridos 10.417 GWh (17,7% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2013 foram adquiridos 10.719 GWh (18,6% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias). Veja "O Setor Elétrico Brasileiro - O Ambiente de Contratação Livre".

### *Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A*

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de reaver a diferença através de reajustes anuais de tarifa subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nossa receita vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários por favor veja nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

### ***c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;***

#### *Conjuntura Econômica Brasileira*

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas seguindo o reajuste tarifário anual são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, uma hidrelétrica que é um de nossos principais fornecedores e que ajusta os preços baseado em parte de seus custos em dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Crescimento do PIB (em reais)	0,2%	2,3%	1,0%
Taxa de desemprego – média de %	4,9%	5,4%	5,5%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	15,1%	15,5%	15,7%
Crescimento das Vendas no Varejo	2,2%	4,3%	8,4%
Crescimento da Produção Industrial	(3,2%)	1,1%	(2,6%)
Inflação (IGP-M) <sup>(1)</sup>	3,7%	5,5%	7,8%
Inflação (IPCA) <sup>(2)</sup>	6,4%	5,9%	5,8%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 <sup>(3)</sup>	R\$2,360	R\$2,174	R\$1,958
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00 <sup>(4)</sup>	R\$2,656	R\$2,343	R\$2,044
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano <sup>(4)</sup>	13,4%	14,6%	9,0%

Fontes: Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central

(1) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

(2) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

(3) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

(4) O real se desvalorizou quando comparado com o dólar norte-americano no 1º trimestre de 2015, comparado com o dólar comercial de venda, conforme divulgado pelo Banco Central do Brasil, em 31 de março de 2015 R\$3,208 para US\$1,00.

A conjuntura econômica brasileira caracteriza-se por significativas variações nos índices de crescimento econômico, que foi muito lento de 2001 a 2003 (1,7% a.a.) e com uma recuperação econômica entre 2004 e 2008 (4,8% a.a.). Essa tendência foi interrompida pela crise financeira internacional em 2009. Desde então, a atividade econômica brasileira é afetada pelo cenário internacional e o performance industrial mostrou resultados moderados devido às menores exportações, expectativas desfavoráveis dos investidores e deficiências de infraestrutura. O PIB apresentou crescimento a taxas menores nesse período, atingindo uma taxa de crescimento médio de 2,6% entre 2009 e 2013 e de apenas 0,2% em 2014.

No entanto, os indicadores de renda e emprego mantiveram um bom desempenho, apesar do recentes resultados moderados. As vendas no varejo, principalmente eletrodomésticos, e a disponibilidade de crédito também apresentaram um bom desempenho, apesar dos recentes resultados sugerirem uma desaceleração. A força do mercado doméstico, refletindo melhor distribuição de renda, melhorias no mercado de trabalho e consumo das famílias, beneficia nossas operações.

**10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs****10.3. Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados*****a) introdução ou alienação de segmento operacional***

Não aplicável em razão da Sociedade não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

***b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária***

Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V, empresas voltadas à geração de energia através de fontes eólicas, com capacidade instalada total de 120 MW. A ANEEL aprovou a transferência de controle do Complexo Atlântica à CPFL Renováveis, conforme publicado em 26 de março de 2012.

Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lagenas Participações Ltda., inclusive sua subsidiária, a Usina Termelétrica Ester. A Usina Termelétrica Ester possui uma autorização da ANEEL para explorar energia elétrica através da biomassa (cana de açúcar), com Capacidade Instalada de 40 MW. Essas usinas de cogeração, localizadas na cidade de Cosmópolis, no Estado de São Paulo, estão em operação. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

Em junho de 2012, celebramos através de nossa subsidiária CPFL Renováveis, um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da BVP, holding controladora da sociedade Bons Ventos, a qual detém autorização para explorar parques eólicos com Capacidade Instalada total de 157,5 MW. A aquisição foi concluída em 19 de junho de 2012.

Em novembro de 2012, a Tanquinho iniciou suas operações. Tanquinho é a primeira usina de energia solar do estado de São Paulo está localizada na Cidade de Campinas, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Ela está localizada em uma área de 13.700 m<sup>2</sup> na subestação de Tanquinho, que pertence a uma de nossas distribuidoras. Estima-se que a usina de Tanquinho gere aproximadamente 1,6 GWh por ano. A nossa subsidiária CPFL Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e é responsável pela gestão e operação da usina.

Em junho de 2013, através de nossa subsidiária CPFL Renováveis, adquirimos os Parques Eólicos Rosa dos Ventos, com Capacidade Instalada de 13,7 MW. A conclusão da aquisição ocorreu em fevereiro de 2014.

Em agosto de 2013, foram iniciadas as operações da Usina Termelétrica à Biomassa Coopcana, com potência instalada de 50 MW. Em setembro de 2013, foram iniciadas as operações do parque eólico Campo dos Ventos II com Capacidade Instalada de 30MW. Em novembro de 2013, foram iniciadas as operações da Usina Termelétrica à Biomassa Alvorada, com potência instalada de 50 MW. Em dezembro de 2013, nossa subsidiária CPFL Renováveis negociou no Segundo Leilão de Energia A-5/2013 a média de 26,1 MW a serem gerados pelo Complexo Pedra Cheirosa localizado no Estado do Ceará, correspondente a 51,3 MW da Capacidade Instalada. Os contratos oriundos desta negociação serão firmados com as distribuidoras de energia elétrica que declararam que serão os compradores da energia no leilão. A duração desses contratos será de 20 anos, e o fornecimento de energia terá início em 1º de janeiro de 2018. Os lotes foram vendidos pelo preço médio de R\$ 125,04 por MWh, anualmente ajustado pelo índice do IPCA.

Até o início de 2014, com a aquisição do parque eólico Rosa dos Ventos e a estimativa para a operação total dos Parques Eólicos Macacos I e Atlântica, nossa Capacidade Instalada aumentará para 3.113 MW. Até 2016, esperamos que o complexo do Campo dos Ventos e o complexo de São Benedito entrem em operação e até 2018, esperamos que o complexo Pedra Cheirosa entre em operação, o que aumentaria nossa Capacidade Instalada para 3.292 MW.

Em fevereiro de 2014, CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em

**10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**

Participações, ou Arrow, um fundo de investimento, para a aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A., ou DESA. O contrato prevê que empresa controladora intermediária da Arrow, WF2 Holding S.A., ou WF2, que detém a DESA, será incorporada na CPFL Renováveis. Como resultado, o capital social da CPFL Renováveis será aumentado através da emissão de novas ações ordinárias, a CPFL Renováveis irá assumir a dívida da WF2, no montante de aproximadamente R\$ 200 milhões a partir de 31 de dezembro de 2013, e a Arrow receberá novas ações ordinárias da CPFL Renováveis representando 12,63% do capital social total da CPFL Renováveis.

Em Assembleias Gerais Extraordinárias com eficácia das aprovações em 1º de outubro de 2014, os acionistas da CPFL Renováveis bem como FIP Arrow, aprovaram o Protocolo de Incorporação e o Termo de Encerramento da Associação. Consequentemente, em 1º de outubro de 2014, o FIP Arrow efetuou a contribuição do acervo líquido da WF2 como aumento de capital na CPFL Renováveis, que por sua vez emitiu 61.752.782 novas ações ordinárias em nome do FIP Arrow, que se tornou acionista da CPFL Renováveis com uma participação de 12,27%.

Após o aumento de capital realizado, a CPFL Renováveis incorporou a WF2, extinguindo essa sociedade, e a CPFL Renováveis passou a deter diretamente 100% das ações de emissão da DESA e, consequentemente, a DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis.

***c) eventos ou operações não usuais***

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.



**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****10.4. Comentários dos diretores sobre:*****a) mudanças significativas nas práticas contábeis***

Em função da promulgação das Leis 11.638/07 e 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade ("IFRS"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 fossem aplicadas em consonância com as normas internacionais.

As demonstrações financeiras de 2010 foram as primeiras demonstrações preparadas em conformidade com o IFRS. Para que o processo de harmonização de práticas contábeis fosse possível, a Companhia aplicou os CPCs 37 e 43 e o IFRS 1, adotando como data de transição 1º de janeiro de 2009 e consequentemente as demonstrações financeiras de 2009 foram reapresentadas com os ajustes identificados na adoção dos referidos CPCs.

**2014**

As demonstrações financeiras de 2014 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2014. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

**2013**

As demonstrações financeiras de 2013 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), contemplando os efeitos de mudanças significativas em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2013. Estes pronunciamentos que tiveram maior impacto em nossas demonstrações financeiras são relacionados a consolidação e ao plano de pensão.

Foi revista a norma de consolidação segundo o IFRS. As novas normas IFRS 11/CPC 19(R2) foram editadas e entraram em vigor a partir de 2013. De acordo com as novas normas, não consolidaremos mais proporcionalmente as entidades sob controle conjunto. Em vez disso, registraremos essas companhias pelo método de equivalência patrimonial, sem impacto sobre nosso lucro líquido.

Outra alteração importante está relacionada ao IAS 19/CPC 33 (R1), conforme revisado em 2011. As revisões alteram a metodologia contábil dos planos com benefícios definidos e benefícios rescisórios. A nova metodologia exige o reconhecimento de quaisquer alterações nas obrigações de benefícios definidos e no valor justo de ativos do plano e, assim, elimina a abordagem de corredor permitida nos termos da versão anterior do IAS 19. A eliminação da abordagem de corredor acelera o reconhecimento dos custos do serviço anterior. Todos os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outro resultado abrangente de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão reflita o valor integral do déficit ou superávit do plano. Além disso, em vez das despesas com juros e os retornos esperados sobre os ativos do plano utilizados na versão anterior do IAS 19/CPC 33, registramos atualmente um valor de "juros líquidos" de acordo com o IAS 19, conforme revisado em 2011. De acordo com as revisões, os juros líquidos são calculados por meio da aplicação da taxa de desconto ao valor líquido do ativo ou passivo do benefício definido. As revisões do IAS 19 também introduzem determinadas alterações na apresentação do custo do benefício definido, incluindo divulgações mais amplas, como a sensibilidade a premissas atuariais significativas. Para obter informações adicionais sobre o impacto dessas alterações, favor consultar a nota explicativa 2.9 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

## 10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

### 2012 e 2011

As demonstrações financeiras de 2011 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – “IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

Devido ao ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura, no momento da adoção inicial a infraestrutura de concessão que era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão passou a ser registrado da seguinte forma (i) um ativo intangível correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão. O valor do ativo financeiro da concessão foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado anualmente de acordo com a variação de seu valor justo. Até 2011, o reconhecimento era em contrapartida a outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

Em 2012, a Companhia passou a contabilizar a atualização financeira dos ativos financeiros da concessão no resultado financeiro, e, apesar de imaterial, ajustou ou reclassificou para fins de comparação com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 as Demonstrações Financeiras apresentadas em 2011. Esta alteração decorre da reclassificação do reconhecimento em “outros resultados abrangentes” das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão determinado pelo IFRIC12/ICPC 01(R1) designado na categoria disponível para venda.

Apesar de o contrato de concessão não ser explícito na definição se a indenização será baseada no valor efetivamente investido na infraestrutura ou se será baseada no residual apurado pela metodologia de precificação de tarifas, ou seja, Base de Remuneração Regulatória (“BRR”), a Companhia e suas controladas, com base na sua melhor interpretação do contrato de concessão, possuem expectativa de receber ao término da concessão, como indenização pelos investimentos efetuados e ainda não recuperados, o montante equivalente ao apurado pela BRR. Na adoção inicial das IFRS, a Companhia considerou que mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão seriam também mudanças no valor justo do ativo financeiro a ser recebido como indenização ao término da concessão e, portanto, tais mudanças foram reconhecidas integralmente em “outros resultados abrangentes”. Cabe ressaltar que o procedimento adotado deu-se após análises e discussões em grupo técnico da indústria criado para discutir a implantação do IFRS no Brasil, sendo que a metodologia descrita anteriormente nesse parágrafo foi aplicada também por outras empresas do mercado brasileiro que adotaram a BRR como base para definição do valor da indenização.

No entanto, após revisão dos critérios utilizados na contabilização desse ativo financeiro e evolução das discussões na indústria, a Companhia e suas controladas concluíram que as variações nos valores justos dos ativos da infraestrutura e, conseqüentemente da indenização, refletem alterações das expectativas dos fluxos de caixa estimados e, portanto deveriam ser reconhecidos no resultado do exercício usando o método dos juros efetivos de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 e IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Desta forma a Companhia e suas controladas incorreram em um erro não material e não intencional quando da interpretação da literatura contábil. Apesar da imaterialidade do ajuste, a Companhia e suas controladas decidiram ajustar os saldos comparativos de 2011 para a apresentação nas demonstrações financeiras de 2012 para fins de manter a melhor comparação dos saldos.

Conseqüentemente, a Companhia e suas controladas estão reclassificando e ajustando as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, apresentadas comparativamente às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, onde a atualização do ativo financeiro de concessão, decorrente das alterações das expectativas de seus fluxos de caixa estimados, está sendo reclassificada de “resultado abrangente acumulado” para “lucros acumulados”, ambos no patrimônio líquido, e sendo reconhecida no resultado do exercício de 2011 em conta de “resultado financeiro”.

Como mencionado acima, uma vez que tais efeitos são considerados imateriais e não alteram os saldos totais de ativos, passivos e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2011 e em 1 de janeiro de 2011, a Companhia não apresentou o balanço patrimonial do início do período mais antigo apresentado.

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases*****b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis***

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

***c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor***

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, datado de 16 de março de 2014, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

**10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.**

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

### *Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)*

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas nos obriguem a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. As avaliações em 2014, 2013, e 2012 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos.

### *Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)*

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

Nós e também nossas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, nós utilizamos tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- **Custo amortizado:** pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

### *Plano de Pensão*

Patrocinamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Ademais, o IAS 19 foi revisto e tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 2013 (e para fins de comparação, os balanços patrimoniais em 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012 e a demonstração do resultado de 2012 foram reapresentados).

### *Impostos diferidos*

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se nós e nossas controladas formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

### *Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas*

Nós e nossas subsidiárias somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

### *Instrumentos financeiros*

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da BM&FBOVESPA e da ANDIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparado na Base –de Ativos Regulatórios. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

### *Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis*

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs****10.6. Comentários dos Diretores sobre controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:*****a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las***

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos. Nossa administração tem avaliado a eficácia de nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras com relação às demonstrações de 31 de dezembro de 2014, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido em 1992 pela COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Baseada nesses critérios e avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras são eficazes com relação a 31 de dezembro de 2014. Nossa administração não identificou nenhuma alteração em nossos controles internos sobre demonstrações financeiras durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 que tenha afetado materialmente, ou que possa afetar nossos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

A COSO publicou uma versão atualizada da sua Estrutura em 2013. Para o exercício de 2014, continuamos a usar a Estrutura da COSO emitido em 1992, mas atualmente estamos estruturando a implantação da Estrutura de 2013. A administração está atualmente comparando nossos controles internos implementados no âmbito da estrutura COSO 1992 ao de 2013 e, até o momento, com base no nosso negócio, não encontrou inconsistências relevantes em controles internos.

***Controles Internos de Informações Financeiras***

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a divulgação de informações financeiras. Nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras é um procedimento projetado para prover garantias razoáveis com relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação de nossas demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da nossa administração e diretoria; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso em nossas demonstrações financeiras.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2014 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

***b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente***

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais no ambiente de controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

**10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados****10.7. Comentários dos diretores sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliário do emissor**

***a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados***

***b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição***

***c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios***

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários em 2014 e 2012.

A Companhia emitiu no segundo trimestre de 2013, 129.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em maio de 2015. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Energia no montante de R\$ 1.290.000 (R\$ 1.287.174 líquido dos gastos de emissão). Em 24 de fevereiro de 2015, a Companhia realizou o pré-pagamento da 4ª emissão de debêntures, cujo saldo com encargos em 31 de dezembro de 2014 era R\$ 1.304.406.



**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios****10.8. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

***a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):***

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- iv. contratos de construção não terminada;***
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2014, não havia itens que não aparecem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

***b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.***

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

**10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**

**10.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:**

***a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;***

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

***b) natureza e o propósito da operação;***

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

***c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.***

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.