

# Índice

---

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Alterações significativas	8

## 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	9
10.2 - Resultado operacional e financeiro	32
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	51
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	53
10.5 - Políticas contábeis críticas	61
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	64
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	65
10.8 - Plano de Negócios	66
10.9 - Outros fatores com influência relevante	67

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 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 do Grupo 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 34. 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. Entretanto, esta compensação se realizará somente através do consumo e consequente faturamento de energia ocorridos após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenham sido contempladas tais perdas. O Decreto nº 7.945, de março de 2013, instituiu que o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela CVA, relativo ao encargo de serviço do sistema e à energia comprada para revenda (CVA ESS e Energia), seria repassado com recurso de CDE, na ocasião do reajuste ou revisão tarifária (nota 27).

**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 34.

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

**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 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, aliado a um crescimento de demanda acima do planejado, 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 adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Apesar das condições hidrológicas desfavoráveis no início de 2014, para uma definição precisa quanto ao risco de escassez de energia, deve-se aguardar o fim do período úmido das principais bacias hidrográficas.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

**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 e TJLP), conforme demonstrado:

### Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2013 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	Depreciação cambial de 11,3%(*)	Apreciação cambial de 25%(**)	Apreciação cambial de 50%(**)
Instrumentos financeiros passivos	(2.065.377)		(232.935)	341.643	916.221
Derivativos - swap plain vanilla	2.067.289		233.150	(341.960)	(917.069)
	<b>1.912</b>	baixa dólar	<b>216</b>	<b>(316)</b>	<b>(848)</b>
<b>Total do (aumento)/redução</b>	<b>1.912</b>		<b>216</b>	<b>(316)</b>	<b>(848)</b>

(1) A Taxa de cambio considerada em 31.12.2013 foi de R\$ 2,34.

(\*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F, sendo a taxa de cambio considerada R\$ 2,61.

(\*\*) 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 2013 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 8,02% a.a.; IGP-M 5,51% a.a.; TJLP 5% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 728.835 (CDI R\$ 518.664, IGP-M R\$ 4.563 e TJLP R\$ 205.608). 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(*)	Elevação de índice em 25%(**)	Elevação de índice em 50%(**)
Instrumentos financeiros ativos	4.809.808		129.384	258.166	386.949
Instrumentos financeiros passivos	(9.525.193)		(256.228)	(511.265)	(766.302)
Derivativos - swap plain vanilla	(1.751.749)		(47.122)	(94.025)	(140.928)
	<b>(6.467.134)</b>	alta CDI	<b>(173.966)</b>	<b>(347.123)</b>	<b>(520.281)</b>
Instrumentos financeiros ativos	952		6	20	35
Instrumentos financeiros passivos	(83.757)		(503)	(1.782)	(3.061)
	<b>(82.804)</b>	alta IGP-M	<b>(497)</b>	<b>(1.762)</b>	<b>(3.026)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(4.112.160)	alta TJLP	-	(51.402)	(102.804)
<b>Total do (aumento)/redução</b>	<b>(10.662.098)</b>		<b>(174.463)</b>	<b>(400.287)</b>	<b>(626.111)</b>

(\*) Os índices de CDI, IGP-M e TJLP considerados de: 10,71%, 6,11%, 5%, 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 2013, 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.

31/12/2013	nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Consolidado					Total
			Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	15		1.411.664	469.103	3.927	-	-	1.884.694
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	9,47%	218.198	619.234	1.224.148	6.889.731	2.596.400	11.547.712
Derivativos	34		(58)	(96)	95.410	(22.147)	5.195	78.303
Debêntures - principal e encargos	17	11,32%	60.935	153.698	589.730	8.332.385	2.025.039	11.161.786
Taxas regulamentares	19		32.379	-	-	-	-	32.379
Uso do bem publico	22	15,71%	335	670	3.016	23.475	606.184	633.681
Outros	23		16.229	102.894	11.346	-	17.750	148.219
Consumidores e concessionárias			13.281	29.653	869	-	-	43.804
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			1.966	-	-	-	-	1.966
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			982	-	-	-	-	982
Convênio de arrecadação			-	73.240	-	-	-	73.240
Fundo de reversão			-	-	-	-	17.750	17.750
Aquisição de negócios			-	-	10.477	-	-	10.477
<b>Total</b>			<b>1.739.682</b>	<b>1.345.502</b>	<b>1.927.577</b>	<b>15.223.444</b>	<b>5.250.569</b>	<b>25.486.773</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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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

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

saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no 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 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.

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

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**

**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

<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**

**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

<b>5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
---

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

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 10. Comentários dos Diretores

#### 10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2013, 2012 e as de 2011 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*

##### ▪ 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 – ABRADDEE, 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 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

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

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.

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.

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

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.

### ▪ 2011

A CPFL Energia é uma *holding* que, através de suas subsidiárias e controladas, (i) distribui energia elétrica para consumidores em suas áreas de concessão, (ii) gera energia elétrica e está desenvolvendo projetos de geração e (iii) comercializa energia elétrica a consumidores livres e outros agentes do mercado e fornece serviços de valor agregado relacionados ao setor elétrico.

Devido à escalada das preocupações internacionais com questões relacionadas à matriz energética, o Brasil tem se colocado, sem dúvida, como um dos grandes impulsionadores de tecnologias para geração de energia a partir de fontes limpas e renováveis. Neste contexto, o tema ganhou especial destaque durante o último exercício da CPFL Energia. Parte da nossa estratégia em 2011 está associada à ampliação dos investimentos em geração de energia a partir de fontes renováveis, como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), termelétricas movidas à biomassa de cana-de-açúcar e parques eólicos, colocando o Grupo como protagonista nesse segmento.

Destaque no período foi a criação da CPFL Renováveis, que já nasceu líder do segmento de energias renováveis na América Latina. Criada a partir da união dos respectivos ativos e projetos detidos pela CPFL Energia e pela ERSa e, posteriormente, pela aquisição de 100% das ações da Jantus (detentora dos ativos da SIIF), a CPFL Renováveis está voltada exclusivamente para o desenvolvimento de projetos de geração de energia a partir de fontes alternativas e renováveis (PCHs, termelétricas movidas à biomassa e parques eólicos). A CPFL Energia detém indiretamente 63% do capital desta nova empresa. Com a criação da CPFL Renováveis, o início da operação das UTEs Bio Formosa e Bio Buriti e a aquisição dos empreendimentos PCH Santa Luzia e parques eólicos da Jantus, a capacidade instalada total do Grupo CPFL, considerando suas respectivas participações em cada um dos empreendimentos de energia convencional e alternativa, superou nossas estimativas e passou a ser de 2.644 MW em 2011, sendo 2.017 MW de geração hídrica convencional, 216 MW de geração térmica convencional e 411 MW de energia alternativa renovável (193 MW de PCHs, 133 MW de geração à biomassa e 85 MW de parques eólicos). Ao final de 2012, considerando a aquisição do Complexo Bons Ventos (parques eólicos que já estão em operação), anunciada em fevereiro de 2012, e a entrada em operação das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra e dos parques eólicos do Complexo Santa Clara, a capacidade instalada em operação de todo o Grupo CPFL deverá alcançar 2.922 MW. Até 2014, essa capacidade deverá atingir 3.301 MW, considerando a entrada em operação dos demais projetos atualmente em construção.

No segmento de distribuição, continuamos com o forte crescimento do consumo de energia das classes residencial e comercial, fruto da expansão do emprego, renda e crédito nos últimos anos. A indústria teve desempenho mais modesto, afetado pelo câmbio apreciado e altas taxas de juros. Um evento importante para o setor foi a conclusão da metodologia do 3º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras em novembro de 2011, processo iniciado em setembro de 2010 e que se destacou pela ampla discussão da Aneel com os agentes. As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo e continuam pressionando as empresas a se tornarem cada vez mais eficientes. O Grupo intensificou, assim, seu foco no aumento de eficiência operacional e melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes, preparando-se para os desafios que virão com a aplicação do 3º ciclo de revisão tarifária às suas 8 concessionárias, que ocorrerá entre 2011 e 2013. Com esse imperativo, as distribuidoras do Grupo CPFL se vêem diante da necessidade de manter redes cada vez mais automatizadas e inteligentes para permitir um aumento na qualidade da distribuição de energia, diminuindo a frequência e a duração dos desligamentos, além de agilizar o restabelecimento do fornecimento de energia. Esta nova tecnologia é conhecida como *smart grid* (redes inteligentes) que, somado aos investimentos para atendimento ao crescimento do mercado e manutenção da rede, exigiram investimentos por parte das nossas distribuidoras, só no ano passado, de R\$ 1.065 milhões.

Quanto ao restante dos investimentos feitos no último exercício, R\$ 823 milhões foram destinados à geração e R\$ 17 milhões para comercialização de energia e serviços.

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

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

<b>Estrutura de Capital</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Capital próprio	41%	39%	49%
Capital de terceiros	59%	61%	51%

### 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.

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

#### Liquidez e Recursos de Capital

##### ▪ 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):

<b>Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2013:</b>	<b>Pagamentos devidos por período (milhões R\$)</b>				
	<b>Total</b>	<b>Menos de 1 ano</b>	<b>1-3 anos</b>	<b>4-5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>
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:

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

- 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 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;
- 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.

### ▪ 2011

Em 31 de dezembro de 2011, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.009 milhões. A principal causa deste superávit é o refinanciamento de nossas dívidas em 2010 e o aumento de nosso saldo médio de caixa em 2011, em decorrência de novas captações com vencimento no longo prazo.

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;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2011, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.280 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos em 2011 foi de R\$ 1.230 milhões;
- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$ 863 milhões em 2011 para aquisição de subsidiárias (Jantus e Santa Luzia).

### **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 2013, 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.

Durante o segundo semestre de 2011, a CPFL Energia colocou em prática sua estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. Essa estratégia continuou a ser empregada durante o ano de 2013

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

em relação às dívidas vincendas no ano de 2014. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 0,5 ponto percentual para 8,4% a.a., com um perfil de endividamento de 4,14 anos.

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***

#### **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 refinarciar 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 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, refinarciar 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.

#### **2012 em comparação a 2011**

O aumento do nosso endividamento em 2012 (no montante de R\$ 3.660 milhões, representando um acréscimo de 31,0% em relação a 2011) principalmente resultou de:

- emissão de debêntures no montante total de R\$ 1.858 milhões, sendo: CPFL Paulista (R\$ 660 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 110 milhões) e RGE (R\$ 500 milhões) para refinanciamento de dívidas vincendas em 2012 e 2013 e reforço de capital de giro, e pela CPFL Renováveis (R\$ 588 milhões) com a finalidade de adquirir Santa Luzia e Bons Ventos;
- liberações de empréstimos com o BNDES no montante de R\$ 1.137 milhões para cumprimento do plano de investimento bianual das distribuidoras do grupo por meio do Fundo para Financiamento e Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais ("FINAME") e Financiamento e Empreendimentos ("FINEM"), bem como para cumprimento dos investimentos das subsidiárias de geração de energias renováveis; e
- captações no valor de R\$ 426 milhões em dívidas denominadas em dólar nas oito distribuidoras do grupo sendo R\$ 223 milhões na RGE, R\$ 21 na CPFL Sul Paulista, R\$ 20 milhões na CPFL Santa Cruz, R\$ 64 milhões na CPFL Piratininga, R\$ 49 milhões na CPFL Paulista, R\$ 25 na CPFL Leste Paulista, R\$ 11 milhões na CPFL Mococa e R\$ 13 milhões na CPFL Jaguari para reforço de capital de giro;

Estes financiamentos tiveram o objetivo principal de: (i) financiar investimentos de nossas distribuidoras e (ii) investimentos para o nosso segmento de geração de energias renováveis.

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

### **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 2014 e 2015, 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:**

#### **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.

#### **2011**

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 11.813 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.707 milhões ou 14,8% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 1.519 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

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

#### *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.



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

- *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 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 estão relacionadas 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.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2011:*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2011, havia R\$ 3.314 milhões (incluindo os encargos) 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 utilizados na construção de usinas de geração de energia, especialmente CERAN e CPFL Renováveis (R\$ 1.964 milhões) e (b) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, por meio das linhas de crédito concedidas por empréstimo do BNDES – FINEM/FINAME (R\$ 1.190 milhões). Havia também R\$ 149 milhões de financiamentos relativos a capital de giro.
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2011, o saldo devedor em debêntures (incluindo os encargos) era de R\$ 5.013 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EPASA, CPFL Geração, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 18 de nossas demonstrações financeiras.

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

- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2011, existia um saldo R\$ 1.587 milhões de empréstimos de capital de giro (incluindo os encargos) indexados ao CDI, sendo R\$ 963 milhões para nossas distribuidoras e R\$ 625 milhões para CPFL Geração.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2011, havia um saldo devedor de R\$ 144 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real (com destaque para R\$ 59 milhões para as distribuidoras R\$ 75 milhões para a CPFL Renováveis). 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 2011, o saldo devedor era de R\$ 46 milhões. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 30 milhões em 31 de dezembro de 2011, que também diminuem a exposição à variação cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 17, 18 e 34 de nossas demonstrações financeiras.
- *Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.* Em 31 de dezembro de 2011, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 1.704 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Lembramos que em função da associação com a CPFL Renováveis, e aquisição da Jantus e Santa Luzia, a Companhia passou a consolidar R\$ 1.295 milhões de assunção de dívidas.

### 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:

#### **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

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

### **CPFL Serviços**

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 4,00.

### **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 Renováveis**

#### FINEM I e FINEM VI

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

#### 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 4,0 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

#### FINEM V

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

#### 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.

#### 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.

#### FINEM IX

- 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.

#### FINEM XII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das controladas indiretas Campo dos Ventos II, Macacos, Costa Branca, Juremas e Pedra Preta 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, após o início de amortização.

#### PONTE II e III

- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,41 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;

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

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013 e 6,0 em 2014 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis.

### 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 – Capital de Giro – CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista**

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

### **HSBC – CPFL Renováveis**

- A partir de 2013 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA com Caixa Acumulado inferior a 5,00 em 2013 e a 3,50 nos demais anos até a quitação.

### **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, de 3 de setembro de 1962, estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. 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.

### **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, 4ª, 5ª e 6ª 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.

### **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

- 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.

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

A definição de EBITDA nas controladas (distribuidoras), para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a inclusão dos principais ativos e passivos regulatórios. Na Companhia, considera ainda a consolidação de controladas, coligadas e controladas 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, diversas debêntures das controladas e controladas 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 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 2013.

### 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 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**

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2011 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - BNB	Em 2009	Epasa	98%	2% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Paulista	74%	26% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Piratininga	67%	33% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	RGE	35%	65% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	CPFL Paulista	90%	10% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2010	CPFL Piratininga	87%	13% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	RGE	78%	22% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM III	Em 2010	CPFL Renováveis <sup>2</sup>	49%	51%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis <sup>2</sup>	76%	24%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2011	Epasa	96%	4%

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

<sup>2</sup> Em função da reestruturação societária descrita nas Demonstrações Financeiras de 2011, notas 1 e 13, estas dívidas, antes contabilizadas na CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram a ser registradas na controlada CPFL Renováveis.

**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 2013, 2012 e 2011 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes. As bases comparativas referem-se a valores ajustados e reclassificados conforme informado na nota explicativa 2.9 das Demonstrações Financeiras de 2013 da Companhia.

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

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

ATIVO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2013	AH%	AV%	2012	AH%	AV%	2011	AV%
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	4.206	72,7%	13,6%	2.435	-8,6%	8,4%	2.663	10,6%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.008	-8,9%	6,5%	2.205	18,5%	7,6%	1.861	7,4%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	55	0,4%	0,2%	55	97,8%	0,2%	28	0,1%
Títulos e valores mobiliários	25	306,7%	0,1%	6	-87,2%	0,0%	48	0,2%
Tributos a compensar	262	4,6%	0,8%	251	-7,1%	0,9%	270	1,1%
Derivativos	2	111,7%	0,0%	1	-76,7%	0,0%	4	0,0%
Estoques	22	-41,3%	0,1%	37	-9,9%	0,1%	41	0,2%
Arrendamentos	11	10,4%	0,0%	10	112,6%	0,0%	5	0,0%
Ativo financeiro da concessão	-	-100,0%	0,0%	34	100,0%	0,1%	-	0,0%
Outros créditos	673	31,8%	2,2%	511	26,2%	1,8%	405	1,6%
<b>Total do circulante</b>	<b>7.264</b>	<b>31,0%</b>	<b>23,4%</b>	<b>5.545</b>	<b>4,2%</b>	<b>19,2%</b>	<b>5.324</b>	<b>21,2%</b>
<b>Não circulante</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	154	-4,8%	0,5%	162	-11,3%	0,6%	182	0,7%
Coligadas, controladas e controladora	87	100,0%	0,3%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Depósitos judiciais	1.143	1,6%	3,7%	1.125	3,9%	3,9%	1.083	4,3%
Títulos e valores mobiliários	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	75	0,3%
Tributos a compensar	173	-16,1%	0,6%	207	4,1%	0,7%	199	0,8%
Derivativos	317	-34,9%	1,0%	486	125,6%	1,7%	216	0,9%
Créditos fiscais diferidos	1.169	-7,1%	3,8%	1.258	11,6%	4,3%	1.127	4,5%
Arrendamentos	38	19,3%	0,1%	32	29,3%	0,1%	25	0,1%
Ativo financeiro da concessão	2.787	19,0%	9,0%	2.343	70,2%	8,1%	1.377	5,5%
Investimentos ao custo	117	0,0%	0,4%	117	0,0%	0,4%	117	0,5%
Outros créditos	296	-13,9%	1,0%	344	47,2%	1,2%	234	0,9%
Investimentos	1.033	1,0%	3,3%	1.022	1,6%	3,5%	1.006	4,0%
Imobilizado	7.717	8,6%	24,9%	7.104	25,2%	24,6%	5.673	22,5%
Intangível	8.748	-4,7%	28,2%	9.180	7,6%	31,7%	8.535	33,9%
<b>Total do não circulante</b>	<b>23.778</b>	<b>1,7%</b>	<b>76,6%</b>	<b>23.379</b>	<b>17,8%</b>	<b>80,8%</b>	<b>19.846</b>	<b>78,8%</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>31.043</b>	<b>7,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.924</b>	<b>14,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>25.169</b>	<b>100,0%</b>

#### Caixa e equivalentes de caixa:

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.

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\$ 2.008 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).

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Créditos fiscais diferidos:

O saldo de R\$ 1.169 milhões em 2013, que representa 3,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 7,1% (R\$ 89 milhões), comparado a 2012, cujo o montante e a variação de 2012 para 2013 não são relevantes para a Companhia.

O saldo de R\$ 1.258 milhões em 2012, que representa 4,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 11,6% (R\$ 131 milhões), comparado a 2011, cujo o montante e a variação de 2011 para 2012 não são relevantes para a Companhia.

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 2.787 milhões em 2013, de R\$ 2.343 milhões em 2012 e de R\$ 1.377 milhões em 2011, que representam 9,0%, 8,1% e 5,5% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 19,0% (R\$ 444 milhões), 70,2% (R\$ 966 milhões) e 47,3% (R\$ 442 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\$ 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.

O saldo de R\$ 7.104 milhões em 2012, que representa 24,6% do ativo total, apresentou um aumento de 25,2% (R\$ 1.431 milhões) comparado a 2011 decorrente, basicamente, (i) dos investimentos no montante de R\$ 1.094 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis no valor de R\$ 993 milhões e (ii) dos ativos adquiridos do Complexo Eólico Atlântica, Bons Ventos e SPE Lacenas, no montante de R\$ 695 milhões, adquiridos pela controlada indireta CPFL Renováveis em 2012; (iii) compensado pela depreciação do exercício de R\$ 285 milhões.

Intangível:

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.

O saldo de R\$ 9.180 milhões em 2012, que representa 31,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 7,6% (R\$ 635 milhões), comparado a 2011, decorrente principalmente: (i) dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço da infraestrutura do sistema elétrico no montante de R\$ 2.241 milhões; compensado (ii) pela amortização do exercício de R\$ 695 milhões; e (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos no montante de R\$ 850 milhões e R\$ 50 milhões, respectivamente.



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

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2013	AH%	AV%	2012	AH%	AV%	2011	AV%
<b>Circulante</b>								
Fornecedores	1.885	11,6%	6,1%	1.689	31,5%	5,8%	1.284	5,1%
Encargos de dívidas	126	-9,0%	0,4%	138	1,6%	0,5%	136	0,5%
Encargos de debêntures	162	71,0%	0,5%	95	19,9%	0,3%	79	0,3%
Empréstimos e financiamentos	1.515	6,7%	4,9%	1.419	85,7%	4,9%	764	3,0%
Debêntures	35	-88,8%	0,1%	310	-39,9%	1,1%	516	2,1%
Entidade de previdência privada	77	48,6%	0,2%	52	28,6%	0,2%	40	0,2%
Taxas regulamentares	32	-70,8%	0,1%	111	-20,8%	0,4%	140	0,6%
Impostos, taxas e contribuições	318	-26,1%	1,0%	430	-7,4%	1,5%	465	1,8%
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	-20,0%	0,1%	27	8,2%	0,1%	25	0,1%
Obrigações estimadas com pessoal	68	-5,7%	0,2%	72	2,4%	0,2%	70	0,3%
Derivativos	-	-100,0%	0,0%	0	100,0%	0,0%	-	0,0%
Uso do bem público	4	8,6%	0,0%	3	10,6%	0,0%	3	0,0%
Outras contas a pagar	664	6,5%	2,1%	623	-21,3%	2,2%	792	3,1%
<b>Total do circulante</b>	<b>4.906</b>	<b>-1,3%</b>	<b>15,8%</b>	<b>4.969</b>	<b>15,2%</b>	<b>17,2%</b>	<b>4.315</b>	<b>17,1%</b>
<b>Não circulante</b>								
Fornecedores	-	-100,0%	0,0%	4	100,0%	0,0%	-	0,0%
Encargos de dívidas	43	-30,3%	0,1%	62	163,6%	0,2%	24	0,1%
Encargos de Debêntures	32	100,0%	0,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Empréstimos e financiamentos	7.546	-1,5%	24,3%	7.658	30,3%	26,5%	5.876	23,3%
Debêntures	7.562	30,6%	24,4%	5.790	31,1%	20,0%	4.418	17,6%
Entidade de previdência privada	351	-57,8%	1,1%	831	171,8%	2,9%	306	1,2%
Impostos, taxas e contribuições	33	100,0%	0,1%	-	-100,0%	0,0%	0	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.117	-3,3%	3,6%	1.156	11,3%	4,0%	1.038	4,1%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	468	34,1%	1,5%	349	15,1%	1,2%	303	1,2%
Derivativos	3	779,1%	0,0%	0	1282,7%	0,0%	0	0,0%
Uso do bem público	79	4,0%	0,3%	76	5,5%	0,3%	72	0,3%
Outras contas a pagar	104	-23,5%	0,3%	136	-14,7%	0,5%	159	0,6%
<b>Total do não circulante</b>	<b>17.339</b>	<b>7,9%</b>	<b>55,9%</b>	<b>16.064</b>	<b>31,7%</b>	<b>55,5%</b>	<b>12.196</b>	<b>48,5%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>								
Capital social	4.793	0,0%	15,4%	4.793	0,0%	16,6%	4.793	19,0%
Reservas de capital	288	26,0%	0,9%	228	-0,7%	0,8%	230	0,9%
Reserva legal	603	8,4%	1,9%	556	12,4%	1,9%	495	2,0%
Reserva de retenção de lucros para investimento	109	-66,7%	0,4%	327	100,0%	1,1%	-	0,0%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	265	100,0%	0,9%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Dividendo	568	24,5%	1,8%	456	-39,9%	1,6%	758	3,0%
Resultado abrangente acumulado	398	-1186,6%	1,3%	(37)	-106,5%	-0,1%	563	2,2%
Lucros acumulados	-	-100,0%	0,0%	56	-83,1%	0,2%	333	1,3%
	<b>7.024</b>	<b>10,1%</b>	<b>22,6%</b>	<b>6.381</b>	<b>-11,0%</b>	<b>22,1%</b>	<b>7.173</b>	<b>28,5%</b>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controlados	1.775	17,5%	5,7%	1.510	1,7%	5,2%	1.485	5,9%
<b>Total patrimônio líquido</b>	<b>8.799</b>	<b>11,5%</b>	<b>28,3%</b>	<b>7.891</b>	<b>-8,9%</b>	<b>27,3%</b>	<b>8.658</b>	<b>34,4%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>31.043</b>	<b>7,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.924</b>	<b>14,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>25.169</b>	<b>100,0%</b>

#### Fornecedores:

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.

O saldo de R\$ 1.689 milhões em 2012, que representa 5,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 31,5% (R\$ 405 milhões) comparado a 2011, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com suprimento de energia elétrica e encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica, conforme comentado no item "energia elétrica comprada para revenda" abaixo, e (ii) aumento em fornecedores de materiais e serviços em função das atividades da CPFL Renováveis (R\$ 24 milhões), óleo combustível para as termelétricas da controlada Epasa (R\$ 85 milhões), e aquisição de crédito de ICMS pela controlada CPFL Paulista (R\$ 64 milhões).

#### Empréstimos, financiamentos e debêntures:

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.

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

O saldo de R\$ 15.473 milhões em 2012, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 53,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 31,0% (R\$ 3.660 milhões) comparado a 2011, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.287 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, início da consolidação da CPFL Renováveis no montante de R\$ 909 milhões compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 1.737 milhões.

As principais captações de 2013, 2012 e 2011 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

### Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 288 milhões em 2013, que representa 0,9% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: (i) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (ii) 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 de Retenção de Lucros para Investimento:

O saldo de R\$ 109 milhões em 2013, que representa 0,4% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em 2013.

### 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.

## 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)								
	2013	AH%	AV%	2012	AH%	AV%	2011	AV%
<b>Receita operacional</b>	<b>19.339</b>	-9,0%	132,2%	<b>21.249</b>	13,2%	142,7%	<b>18.775</b>	148,1%
Fornecimento de energia elétrica	13.878	-13,5%	94,8%	16.051	8,0%	107,8%	14.866	117,3%
Suprimento de energia elétrica	2.522	20,8%	17,2%	2.088	73,2%	14,0%	1.206	9,5%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	1.004	-25,7%	6,9%	1.352	19,6%	9,1%	1.130	8,9%
Outras receitas operacionais	1.935	10,1%	13,2%	1.758	11,7%	11,8%	1.574	12,4%
Deduções da receita operacional	(4.706)	-26,0%	-32,2%	(6.358)	4,2%	-42,7%	(6.101)	-48,1%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>14.634</b>	-1,7%	100,0%	<b>14.891</b>	17,5%	100,0%	<b>12.674</b>	100,0%
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(8.197)</b>	-0,7%	-56,0%	<b>(8.253)</b>	23,8%	-55,4%	<b>(6.668)</b>	-52,6%
Energia comprada para revenda	(7.469)	11,0%	-51,0%	(6.730)	24,5%	-45,2%	(5.407)	-42,7%
Encargo de uso do sist transm distrib	(728)	-52,2%	-5,0%	(1.523)	20,8%	-10,2%	(1.261)	-10,0%
<b>Despesa operacional</b>	<b>(4.067)</b>	-5,5%	-27,8%	<b>(4.303)</b>	27,2%	-28,9%	<b>(3.383)</b>	-26,7%
Pessoal	(724)	3,8%	-4,9%	(697)	0,4%	-4,7%	(695)	-5,5%
Entidade de previdência privada	(62)	85,0%	-0,4%	(33)	-1140,7%	-0,2%	3	0,0%
Material	(106)	2,7%	-0,7%	(103)	15,5%	-0,7%	(89)	-0,7%
Serviço de terceiros	(487)	-10,0%	-3,3%	(541)	4,4%	-3,6%	(518)	-4,1%
Depreciação/amortização	(758)	9,2%	-5,2%	(694)	39,5%	-4,7%	(498)	-3,9%
Amortização de intangível de concessão	(297)	4,3%	-2,0%	(285)	53,5%	-1,9%	(185)	-1,5%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(1.004)	-25,7%	-6,9%	(1.352)	19,6%	-9,1%	(1.130)	-8,9%
Outros	(629)	5,4%	-4,3%	(597)	120,8%	-4,0%	(270)	-2,1%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>2.370</b>	1,5%	16,2%	<b>2.335</b>	-11,0%	15,7%	<b>2.624</b>	20,7%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(971)</b>	68,1%	-6,6%	<b>(578)</b>	43,4%	-3,9%	<b>(403)</b>	-3,2%
Receitas financeiras	699	-1,1%	4,8%	707	-6,1%	4,7%	753	5,9%
Despesas financeiras	(1.671)	30,0%	-11,4%	(1.285)	11,1%	-8,6%	(1.156)	-9,1%
<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>121</b>	0,2%	0,8%	<b>121</b>	100,0%	0,8%	<b>83</b>	0,7%
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>1.519</b>	-19,1%	10,4%	<b>1.878</b>	-18,5%	12,6%	<b>2.304</b>	18,2%
Contribuição social	(157)	-11,9%	-1,1%	(178)	-12,7%	-1,2%	(204)	-1,6%
Imposto de renda	(413)	-16,1%	-2,8%	(493)	-11,2%	-3,3%	(555)	-4,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>949</b>	-21,4%	6,5%	<b>1.207</b>	-21,9%	8,1%	<b>1.545</b>	12,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	937	-20,3%	6,4%	1.176	-21,2%	7,9%	1.493	11,8%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	12	-62,3%	0,1%	31	-40,7%	0,2%	52	0,4%

#### 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 2013, 2012 e 2011.

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

	2013			2012			2011	
	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh
<b>Receita Operacional Líquida</b>								
Residencial	5.710	15.426	-13,9%	6.632	14.567	10,9%	5.979	13.626
Industrial	3.605	14.691	-11,8%	4.086	14.536	-1,0%	4.128	14.718
Comercial	2.956	8.837	-12,8%	3.389	8.714	9,8%	3.086	8.140
Rural	415	2.081	-15,8%	493	2.093	9,1%	452	1.991
Poderes Públicos	407	1.234	-9,8%	451	1.220	7,4%	420	1.154
Iluminação Pública	284	1.586	-17,7%	345	1.525	4,9%	329	1.495
Serviço Público	487	1.820	-10,3%	543	1.864	6,1%	512	1.823
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(60)	-	-100,0%	(25)	-	0,0%	-	-
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>13.805</b>	<b>45.674</b>	<b>-13,3%</b>	<b>15.914</b>	<b>44.519</b>	<b>6,8%</b>	<b>14.907</b>	<b>42.946</b>
Consumo Próprio	-	34	-	-	33	-	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	74		-46,0%	137		-434,1%	(41)	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(5.287)		-30,0%	(7.558)		4,8%	(7.214)	
Energia Elétrica de Curto Prazo								
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>8.591</b>	<b>45.709</b>	<b>1,2%</b>	<b>8.493</b>	<b>44.552</b>	<b>11,0%</b>	<b>7.652</b>	<b>42.979</b>
Furnas Centrais Elétricas S.A.	442	3.026	7,3%	412	3.034	6,5%	387	3.026
Outras Concessionárias e Permissionárias	1.874	10.918	26,7%	1.479	9.333	96,4%	753	6.964
Energia Elétrica de Curto Prazo	206	1.031	4,0%	198	2.062	201,4%	66	2.281
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>2.522</b>	<b>14.975</b>	<b>20,8%</b>	<b>2.088</b>	<b>14.429</b>	<b>73,2%</b>	<b>1.206</b>	<b>12.271</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	5.287		-30,0%	7.558		4,8%	7.214	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	966		-31,6%	1.412		5,6%	1.337	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(15)		114,3%	(7)		100,0%	-	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	1.004		-25,7%	1.352		19,6%	1.130	
Aporte CDE	628		1107,7%	52		-	-	
Outras receitas e rendas	356		18,3%	301		100,0%	236	
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>8.226</b>		<b>-22,9%</b>	<b>10.667</b>		<b>7,6%</b>	<b>9.917</b>	
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>19.339</b>		<b>-9,0%</b>	<b>21.249</b>		<b>13,2%</b>	<b>18.775</b>	
ICMS	(2.777)		-12,6%	(3.179)		7,1%	(2.968)	
PIS	(271)		-8,8%	(297)		4,6%	(284)	
COFINS	(1.247)		-8,8%	(1.368)		4,6%	(1.308)	
ISS	(6)		20,0%	(5)		0,0%	(5)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(4)		-96,0%	(101)		40,3%	(72)	
Conta Cons Combustível - CCC	(34)		-94,3%	(598)		-18,9%	(737)	
Conta Desenv Energético - CDE	(155)		-73,5%	(584)		11,2%	(525)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(111)		-24,5%	(147)		7,3%	(137)	
PROINFA	(99)		26,9%	(78)		20,0%	(65)	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	-		-	-		-	-	
IPI	-		-	-		-	-	
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(4.706)</b>		<b>-26,0%</b>	<b>(6.358)</b>		<b>4,2%</b>	<b>(6.101)</b>	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>14.634</b>		<b>-1,7%</b>	<b>14.891</b>		<b>17,5%</b>	<b>12.674</b>	

**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

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

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).

### Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2012, comparado com 2011:

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2012 foi de R\$ 21.249 milhões, representando um aumento de 13,2% (R\$ 2.474 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 6,8% (R\$ 1.008 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: aumento de 3,0% (R\$ 446 milhões) nas tarifas médias praticadas e aumento de 3,7% (R\$ 562 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de R\$ 178 milhões no fornecimento não faturado em consequência do aumento no número de dias de faturamento;
- Aumento de 73,2 % (R\$ 883 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo (i) Aumento de R\$ 132 milhões em outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, basicamente pelo aumento do preço médio de 232,2%, e (ii) Aumento de R\$ 726 milhões na venda de energia de curto prazo devido ao aumento do preço médio em 46,5% e quantidade de energia vendida de 34%.
- Aumento de 15% (R\$ 406 milhões) de outras receitas operacionais, devido basicamente; (i) do aumento de 19,6% (R\$ 222 milhões) da receita de construção de infraestrutura de concessão, resultado de investimentos em melhoria e expansão da distribuição; (ii) do aumento de 5,6% (R\$ 75 milhões) de receita de TUSD pela disponibilização da rede de energia elétrica, pela migração dos consumidores para ambiente de contratação livre, e (iii) e aumento de R\$ 52 milhões em relação ao registro do subsídio de baixa renda, com financiamento fornecido pelo CDE.

### Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2012 foram de R\$ 6.358 milhões, apresentando um aumento de 4,2% (R\$ 257 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

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

- Aumento de 7,1% (R\$ 211 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do crescimento do fornecimento faturado;
- Aumento de 4,6% (R\$ 73 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento de nossa receita operacional bruta, compensado pelo efeito contábil de créditos para amortização no valor de R\$ 113 milhões (no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011, os créditos de PIS e COFINS para amortização foram contabilizados sob a rubrica Despesas de Amortização e Depreciação, e foram contabilizados como Deduções de Receita Operacional no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 para uma melhor classificação contábil)
- Redução de 3,8% (R\$ 51 milhões) referente os encargos setoriais, aumento de R\$ 50 milhões, sendo: (i) redução da Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 139 milhões), compensado pelo aumento da (ii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 60 milhões), e da (iii) Reserva Global De Reversão – RGR (R\$ 29 milhões).

### Custo com Energia Elétrica:

Partes significativas destes aumentos de custos não constam nas tarifas das distribuidoras e serão repassados no próximo reajuste tarifário.

### 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).

### Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2012, comparado com 2011:

O Custo com Energia Elétrica em 2012 totalizou R\$ 8.253 milhões, representando um aumento de 23,8% (R\$ 1.585 milhões) quando comparado com 2011, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:  
Aumento de 24,5% (R\$ 1.323 milhões), devido principalmente ao aumento de uma maior exposição e variação de preço de liquidação "PLD", ajustes de tarifas e variações da taxa de câmbio na compra de energia de Itaipu.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:  
Aumento de 20,8% (R\$ 262 milhões) devido principalmente (i) aos Encargos de Rede Básica (R\$ 148 milhões) devido a reajuste de transmissoras; (ii) Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (R\$ 10 milhões); (iii) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 66 milhões) e (iv) Encargos de energia de reserva – EER (R\$ 51 milhões).

### Custos e Despesas Operacionais:

### 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:

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

- 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;

### Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2012, comparado com 2011:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.303 milhões, um aumento de 27,2% (R\$ 920 milhões) quando comparado com 2011. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de R\$ 37 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2012;
- Aumento de R\$ 197 milhões em despesas de depreciação e amortização, basicamente devido ao efeito da CPFL Renováveis (R\$ 142 milhões), à mudança na contabilização do crédito de PIS/COFINS (R\$ 55 milhões) e ao aumento da amortização e depreciação de novos investimentos, compensado em parte pela alteração das taxas de depreciação estipulada pela ANEEL em 2012 (R\$ 21 milhões).
- Aumento de R\$ 222 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição;
- Aumento de R\$ 327 milhões (120,8%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) do aumento de R\$ 93 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores, a nossas companhias de distribuição; (ii) do aumento de R\$ 138 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (iii) do aumento de R\$ 52 milhões de baixa em ativos não circulantes decorrentes de inventário físico dos ativos de infraestrutura de concessão como resultado da implementação da Resolução ANEEL n.º 367 de 02 de junho de 2009 (Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico ou MCPSE) pelas nossas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e RGE, a um custo de R\$ 45 milhões.

### Resultado financeiro:

### 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)

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

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.

**Principais variações do Resultado Financeiro de 2012, comparado com 2011:**

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 578 milhões em 2012, representando um aumento na despesa de R\$ 175 milhões, comparado com 2011. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 6,1% (R\$ 46 milhões) decorrente basicamente da redução de aplicações financeiras;
- Aumento nas despesas financeiras de 11,1% (R\$ 129 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 113 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais decorrente de novos investimentos e aquisições (CPFL Renováveis R\$ 239 milhões), bem como, em função da variação dos indexadores da dívida, em especial o CDI, e (ii) aumento de R\$ 28 milhões na despesa de juros e multas decorrente do pagamento de incorporação de rede da controlada CPFL Paulista.



**10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro****(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****10.2 Comentários dos diretores sobre:****a) resultados das operações do emissor, em especial:**

Como resultado de nossa associação com a ERSA e a aquisição das ações da Jantus, criamos um segmento operacional para segregar as nossas atividades relacionadas a fontes de energia renováveis. A partir de 1º de agosto de 2011, passamos a ter quatro segmentos de operações: distribuição, geração por fontes convencionais, geração de fontes renováveis e comercialização. Entretanto, desde 1º janeiro de 2012, o segmento de serviços passou a ser analisado de forma segregada. As informações financeiras de nosso segmento de energias de fontes renováveis em 2011 consiste em informações históricas a partir do mês de agosto de 2011 (cuja atividade eram reportadas com nosso segmento de geração convencional para os 7 primeiros meses de 2011 e nos períodos anteriores<sup>1</sup>) e, com efeito para 1º de agosto de 2011, os ativos de geração renovável adquiridos por meio associação com a Ersa e Jantus. Além disso, a partir de 1º de janeiro de 2012, começamos a analisar nossas atividades de serviços em uma base segregada. Conforme discutido na nota explicativa 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresentamos a seguir nossos resultados financeiros de acordo com nossos cinco segmentos de operações: (i) distribuição; (ii) fontes convencionais de geração; (iii) fontes de geração renováveis; (iv) comercialização; e (v) serviços.

Nossos resultados em 2013, 2012 e 2011 descritas abaixo foram reapresentados para refletir nossos 5 segmentos de operação. No entanto, em relação a discussão dos anos de 2012 e 2011, esclarecemos que os ativos da Ersa somente impactaram os últimos 5 meses de 2011 e da Jantus somente em dezembro de 2011.

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 2013, 79,1% da nossa receita operacional líquida, mas sua contribuição ao lucro líquido é menor (76,5% em 2013, 68,7% em 2012 e 69,6% em 2011).

Nossos segmentos de geração convencionais, geração renovável, comercialização e serviços representam um percentual pequeno da receita líquida: 6,3%, 7,4%, 12,6% e 1,4% em 2013 e 5,6%, 5,5%, 12,7% e 1,2% em 2012, respectivamente. A contribuição dos nossos segmentos de geração convencional, geração renovável, comercialização e de serviços no nosso lucro líquido difere (32,9%, -5,8%, 3,8% e 1,7% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, respectivamente, e 28,7%, 0,7%, 8,5% e 2,2% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, respectivamente). Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, a contribuição de nossa geração convencional, geração renovável, comercialização e segmento de serviços de nossa renda líquida foi de 24,2%, 5,9%, 12,2% e 1,0%, respectivamente.

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de projetos de novas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e termelétricas a 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 2013, 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 (-5,8%).

<sup>1</sup> Após uma série de reestruturações societárias, os ativos e projetos de energia renovável detidos anteriormente pelas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram a partir de 1º de agosto de 2011 a ser analisados pela Administração como segmento de geração de energia por fontes renováveis. Em função da imaterialidade, os 7 primeiros meses de 2011 desses ativos permaneceram no segmento de geração convencional.

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

Em 31 de dezembro de 2013, 11,7% 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. Em 2013, 3,8% do nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de comercialização, em comparação a 8,5% em 2012.

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. Em 2013, 1,7% do nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de serviços, em comparação a 2,2% em 2012.

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 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 —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

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

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 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

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

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 compram 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 imposto) e (iii) ao efeito líquido da redução de 73,2% (ou R\$ 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

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

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.

## **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.

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

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 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

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

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 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.

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

### *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 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*



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

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.

### **Resultados das Operações: 2012 em comparação com 2011**

Em 1º de agosto de 2011, começamos a consolidar os resultados da CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras. Desta forma, nossos resultados de 2011 apenas consolidam os resultados da CPFL Renováveis de 5 meses e não são completamente comparáveis com 2012, que consolidam o resultado de 12 meses. Após uma série de reestruturações societárias, os ativos e projetos de energia renovável detidos anteriormente pelas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram a partir de 1º de agosto de 2011 a ser analisados pela Administração como segmento de geração de energia por fontes renováveis. Em função da imaterialidade, os 7 primeiros meses de 2011 desses ativos permaneceram no segmento de geração convencional.

### ***Receita Operacional líquida***

Nossas receitas operacionais líquidas foram de R\$ 14.891 milhões em 2012, um aumento de 17,5% quando comparado com 2011. Aqui está incluído a receita relacionada à construção da infraestrutura da concessão no montante de R\$ 1.352 milhões que não afeta o resultado devido aos custos correspondentes no mesmo valor. O aumento das nossas receitas operacionais refletiu primordialmente maiores receitas pelas distribuidoras, devido ao aumento da quantidade vendida e reajuste de tarifa para os clientes cativos e da receita de TUSD de clientes livres.

A seguir, descrevemos as alterações em nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

### *Vendas por destino*

#### *Vendas a Consumidores Finais*

O Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 15.914 milhões em 2012, um aumento de 6,8% em comparação com 2011.

As tarifas das distribuidoras são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, sendo que o reajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e em outubro (CPFL Piratininga). Em 2012, as tarifas de fornecimento de energia elétrica praticadas aumentaram em média 3,0% devido principalmente aos reajustes tarifários das nossas distribuidoras CPFL Paulista (2,89%), RGE (3,38%) e CPFL Piratininga (5,50%) – vide nota explicativa 26 de nossas demonstrações financeiras. Os preços médios para Consumidores Finais em 2012 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores industriais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 78,8% da quantidade total vendida a essa categoria nas nossas informações consolidadas), os preços médios aumentaram 4,1% e 3,2%, respectivamente nas classes industrial e comercial, devido ao reajuste tarifário anual. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio da classe industrial aumentou em 2,0%, enquanto que o preço médio da classe comercial reduziu 2,8%, respectivamente. O efeito da redução no preço médio da classe comercial foi devido descontos concedidos para os contratos de TUSD dos clientes livres e outros descontos concedidos para determinados contratos.

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

- **Consumidores residenciais.** Os preços médios aumentaram em 3,7% principalmente devido a reajustes tarifários.

O aumento das vendas em 2012 refletiu o dinamismo econômico para os consumidores residenciais e comerciais, que representam 63% de nossas vendas a consumidores finais. O crescimento da quantidade vendida para estas classes de consumidores em 6,9% e 7,0%, respectivamente, e o consequente aumento nas vendas em 10,9% e 9,8%, foi decorrente da manutenção da massa salarial em alto patamar e do mercado de trabalho aquecido (aumento da renda e do emprego, do acesso ao crédito, das vendas de eletroeletrônicos, eletrodomésticos e no comércio varejista). A classe industrial representa 25,6% de nossas vendas aos consumidores finais. A quantidade vendida para os consumidores industriais diminuiu 1,2%, refletindo uma queda de 9,7% nas vendas para Consumidores Finais cativos, que foi parcialmente compensada por um aumento de 20,1% nas vendas do mercado livre. A venda aos consumidores industriais também demonstrou uma queda em função da migração de clientes para o mercado livre e do baixo dinamismo da atividade industrial como um todo no país (o PIB industrial apresentou queda de 2,6% durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012), o qual se deve aos impactos diretos da desaceleração econômica mundial. Os consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição, que compram de outros fornecedores no mercado livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e esta receita é refletida em nossas demonstrações financeiras, em "Outras Receitas Operacionais".

### *Suprimento de Energia Elétrica*

As nossas receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$ 2.088 milhões em 2012 (9,8% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 73,2% (R\$ 833 milhões) em relação a 2011. Este aumento ocorreu principalmente em função: (i) crescimento nas vendas de energia elétrica da CPFL Renováveis (R\$ 562 milhões), na qual adquirimos participação em agosto de 2011; (ii) além do aumento nas vendas de energia elétrica às outras concessionárias e permissionárias (R\$ 273 milhões) efetuadas por nossas subsidiárias de geração e comercialização; e (iii) pelo aumento na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 122 milhões) em função do aumento no preço médio.

### *Outras Receitas Operacionais*

Nossas outras receitas operacionais brutas foram de R\$ 3.109 milhões em 2012 (20,9% das nossas receitas operacionais líquidas), um aumento de 15,0% (R\$ 406 milhões) comparado a 2011. Os principais fatores desta variação foram: (i) o aumento de 19,6% (R\$ 222 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (ii) o aumento de 5,6% (R\$ 75 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, em virtude da migração de consumidores para ambiente de contratação livre; e (iii) o aumento de R\$ 52 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda, com financiamento fornecido pelo CDE.

### *Deduções da receita operacional*

Deduzimos determinados impostos e encargos setoriais de nossas receitas operacionais brutas para calcular a receita líquida. Os impostos ICMS (um imposto estadual), é calculado com base no fornecimento faturado e receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, o PIS e COFINS (contribuições 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 que os demais encargos setoriais variam dependendo do efeito regulatório refletidos nas nossas tarifas. Em 2012, essas deduções, que representaram 29,9% de nossa receita operacional bruta em 2012 e 32,5% em 2011, foram de R\$ 6.358 milhões, um aumento de 4,2% (R\$ 257 milhões) comparado a 2011. Esta variação foi reflexo principal do aumento de: (i) 7,1% (R\$ 211 milhões) de ICMS, principalmente em decorrência do crescimento do fornecimento faturado; (ii) 4,6% (R\$ 74 milhões) de PIS/COFINS devido basicamente ao aumento das nossas receitas operacionais brutas, compensado pelo efeito da contabilização dos créditos sobre amortização no montante de R\$ 113 milhões (em 2011 os créditos de PIS e COFINS sobre amortização eram registrados na linha de Despesa de Depreciação e Amortização, e em 2012 estão registrados na linha de deduções da receita operacional para melhor adequação contábil); (iii) parcialmente compensado pelo efeito líquido da redução de 1,7% (R\$ 28 milhões) dos encargos setoriais. Veja nota explicativa 26 das nossas demonstrações financeiras.

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

### *Vendas por segmento*

#### *Distribuição*

As receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição em 2012 somaram R\$ 12.414 milhões, um aumento de 12,2% (ou R\$ 1.348 milhões) comparado a R\$ 11.066 milhões em 2011. Este aumento foi principalmente devido: (i) ao aumento de R\$ 829 milhões decorrentes dos ajustes de tarifa, que resultaram em um aumento médio de 4,2% e ao aumento de 1,6% na quantidade de energia vendida; (ii) ao aumento de 6,6% (ou R\$ 89 milhões) nas receitas TUSD cobradas de Consumidores Livres, (iii) ao aumento de 19,6% (ou R\$ 222 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (iv) ao aumento de R\$ 103 milhões nas vendas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em função do aumento no preço médio, (v) redução de 6,3% (ou R\$ 80 milhões) nas contribuições CCC e CDE, a qual foi parcialmente compensada pelo aumento de 5,6% (ou R\$ 260 milhões) nos impostos incidentes sobre as receitas operacionais brutas.

#### *Geração (fontes convencionais)*

Receitas operacionais líquidas da nossa geração do segmento de fontes convencionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 somaram R\$ 828 milhões uma redução de 2,0% (ou R\$ 17 milhões) comparada a R\$ 845 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011. Isso ocorreu principalmente em razão de uma redução de R\$ 14 milhões nas vendas a atacadistas, decorrentes principalmente de uma redução de 6,9% no volume vendido.

#### *Geração (fontes renováveis)*

As receitas operacionais líquidas da nossa geração do segmento de fontes renováveis com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 totalizaram R\$ 818 milhões. No período de cinco meses de 1º de agosto de 2011 a 31 de dezembro de 2011, as receitas operacionais líquidas desse segmento totalizaram R\$ 172 milhões. Como descrito acima, a receita líquida de nossas demonstrações financeiras não é comparável, porque os resultados de 2011 apenas consolida 5 meses das operações da CPFL Renováveis, enquanto que em 2012 os resultados da CPFL Renováveis contempla 12 meses.

#### *Comercialização*

A receita líquida do nosso segmento de comercialização em 2012 foi de R\$ 1.886 milhões, um aumento de 20,1% (ou R\$ 316 milhões) quando comparada com R\$ 1.570 milhões em 2011. Este aumento reflete primordialmente o aumento de 7,8% na quantidade de energia vendida e 11,9% de aumento nos preços médios.

#### *Serviços*

A receita líquida do nosso segmento de serviços em 2012 foi de R\$ 172 milhões, um aumento de 26,5% (ou R\$ 36 milhões) quando comparada com R\$ 136 milhões em 2011. Este aumento ocorreu principalmente em função: (i) do aumento da receita operacional bruta da CPFL Serviços (serviços prestados a terceiros e às empresas do grupo CPFL Energia), resultado do empenho no aumento da diversidade da prestação de serviços relacionados à eletricidade; e (ii) pelo início das operações da CPFL Nect<sup>2</sup> em Março de 2012.

### ***Custos e despesas operacionais por natureza***

#### *Custos Operacionais e Despesas Operacionais*

##### *Energia Elétrica Comprada para Revenda*

Nossos custos com energia comprada para revenda foram de R\$ 6.730 milhões em 2012 (53,6% dos nossos custos totais de operação e despesas de operação). Estes custos foram 24,4% (ou R\$ 1.320 milhões) maiores que em 2011, principalmente em função do aumento nos preços médios, devido a grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", aos reajustes de preços e a variação cambial da compra de Itaipu.

<sup>2</sup> CPFL Nect é a antiga Chumpitaz Serviços S.A.

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

### *Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição*

Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.523 milhões em 2012. Estes foram 21,0% (ou R\$ 265 milhões) maiores que em 2011 devido principalmente ao aumento de: (i) R\$ 148 milhões nos Encargos da Rede Básica, resultante do reajuste de preço das transmissoras, (ii) R\$ 66 milhões nos Encargos do Serviço do Sistema – ESS, e (iii) R\$ 51 milhões nos Encargos de Energia de Reserva, ambos encargos setoriais.

### *Outros Custos e Despesas Operacionais*

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

Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 4.304 milhões em 2012, um aumento de 27,2% (ou R\$ 920 milhões) comparado a 2011, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) aumento dos custos com construção da infraestrutura no montante de R\$ 222 milhões em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (ii) aumento das despesas de depreciação e amortização no montante de R\$ 197 milhões, devido basicamente ao efeito da CPFL Renováveis (R\$ 142 milhões), alteração na contabilização do crédito de PIS/COFINS (R\$ 55 milhões) – vide detalhes no nosso comentário sobre as deduções da receita operacional, e ao aumento da amortização e depreciação sobre novos investimentos compensados parcialmente pela alteração das taxas de depreciação estipuladas pela ANEEL em 2012 (R\$ 21 milhões) – vide detalhes no nosso comentário na nota explicativa 13 de nossas demonstrações financeiras; (iii) aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente basicamente de créditos de consumidores nas controladas do segmento de distribuição, no montante de R\$ 93 milhões; (iv) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações no montante de R\$ 138 milhões; (v) aumento em perda na alienação, desativação e outros ativos não circulante em R\$ 52 milhões, principalmente em função do inventário físico dos bens da infraestrutura da concessão em função da implementação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE (Resolução nº 367 de 2 de junho de 2009), realizado pelas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e RGE (R\$ 45 milhões); (vi) redução com o reconhecimento das receitas líquidas com entidade de previdência privada no valor de R\$ 37 milhões em função dos resultados dos cálculos atuariais para o exercício de 2012.

### *Resultado do Serviço de energia elétrica*

Nosso resultado do serviço de energia elétrica foi de R\$ 2.335 milhões em 2012, 11,0% (ou R\$ 289 milhões) menor que em 2011 devido ao aumento de 24,9% (ou R\$ 2.505 milhões) nas despesas operacionais e custos de serviços de energia elétrica, compensado pelo aumento de 17,5% (ou R\$ 2.216 milhões) das nossas receitas líquidas.

### *Custos e despesas operacionais por segmento*

#### *Distribuição*

O resultado do serviço do nosso segmento de distribuição foi de R\$ 1.372 milhões em 2012 apresentando uma queda de 25,7% (ou R\$ 473 milhões) quando comparado com 2011. Apesar do aumento de 12,2% (ou R\$ 1.348 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e as despesas operacionais aumentaram 19,8% (ou R\$ 1.348 milhões), os quais resultaram em uma redução no resultado do serviço. As principais variações nos custos e despesas operacionais foram:

- **Custo com energia elétrica:** o custo com energia elétrica somou R\$ 7.538 milhões, um aumento de 19,8% (ou R\$ 1.248 milhões) quando comparado a 2011. O custo da energia elétrica comprada para revenda aumentou 20,0% (ou R\$ 1.009 milhões) devido 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. Porém, esse aumento será repassado às tarifas de distribuição, ou no reajuste tarifário de 2012 ou de 2013. Os encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 19,1% (ou R\$ 239 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de R\$ 126 milhões nos Encargos da Rede Básica, (ii) aumento de R\$ 66 milhões nos Encargos de Serviços do Sistema, e (iii) aumento de R\$ 51 milhões nos Encargos de Energia de Reserva. Uma parcela significativa do aumento destes custos

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

não está incluída nas tarifas de distribuição e será repassada no próximo reajuste tarifário.

- **Outros custos e despesas operacionais:** Nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de distribuição somaram R\$ 3.504 milhões, um aumento de 19,6% (ou R\$ 574 milhões) comparado com 2011. Este aumento foi principalmente devido a (i) aumento de R\$ 100 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente de créditos de consumidores; (ii) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações de R\$ 138 milhões; (iii) R\$ 45 milhões com perda na alienação, desativação e outros ativos não circulantes (implantação do manual de controle patrimonial – Resolução Normativa ANEEL nº 367/2009); (iv) um aumento de R\$ 41 milhões nas despesas líquidas de uma entidade de previdência privada como consequência de cálculos atuariais para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, e (v) aumento dos custos com construção da infraestrutura no montante de R\$ 222 milhões em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição (sem impactos no resultado líquido, como já mencionado anteriormente), compensado pela redução de 5,7% (ou R\$ 32 milhões) nas despesas com pessoal devido ao programa de aposentadoria incentivada ocorrido em 2011 (R\$ 45 milhões).

### *Geração (fontes convencionais)*

O resultado do serviço do nosso segmento de geração totalizou R\$ 497 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, o mesmo valor que no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011, basicamente devido à redução de R\$ 17 milhões em nossa receita líquida operacional, compensado por (i) uma redução de R\$ 28 milhões em nossos outros custos e despesas operacionais decorrentes da redução no quadro de funcionários (R\$ 6 milhões), nos planos de pensão de empregados (R\$ 4 milhões) e em serviços de terceiros (R\$ 12 milhões) e (ii) um aumento de R\$ 11 milhões na compra de energia, principalmente devido a um aumento de 20% nos preços médios durante esse período.

### *Geração (fontes renováveis)*

O resultado do serviço de nosso segmento de geração de fontes renováveis para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 totalizou R\$ 215 milhões. Com relação ao período de cinco meses de 1º de agosto de 2011 a 31 de dezembro de 2011, nosso lucro de serviços de energia elétrica totalizou R\$ 47 milhões.

### *Comercialização*

O resultado do serviço do nosso segmento de comercialização foi de R\$ 255 milhões em 2012, um aumento de 3,7% (ou R\$ 9 milhões) quando comparado com 2011. Apesar do aumento nas receitas operacionais líquidas de 20,1% (ou R\$ 316 milhões), os nossos custos e despesas operacionais aumentaram 23,2% (ou R\$ 307 milhões) em função do aumento de 24,4% (ou R\$ 312 milhões) no custo com energia elétrica, decorrente de aumento de 7,7% na quantidade comprada e aumento de 15,5% no preço médio.

### *Serviços*

O resultado do serviço do nosso segmento de serviços foi de R\$ 26 milhões em 2012, um aumento de 46,5% (ou R\$ 8 milhões) quando comparado com 2011. Este aumento foi devido principalmente ao aumento de 26,5% (ou R\$ 36 milhões) de nossas receitas operacionais líquidas, compensado pelo aumento 23,4% (ou R\$ 28 milhões) dos nossos custos e despesas operacionais, principalmente em função das despesas com pessoal, devido ao aumento de 45% do número de empregados contratados para a expansão das nossas atividades.

## **Lucro líquido por natureza**

### *Resultado Financeiro Líquido*

Nossa despesa financeira líquida foi de R\$ 578 milhões em 2012, em comparação com R\$ 403 milhões em 2011. O aumento de 43,3% (ou R\$ 174 milhões) é principalmente função de: (i) redução nas receitas financeiras de 6,1% (R\$ 46 milhões), decorrentes (a) da redução de R\$ 141 milhões no rendimento de aplicação financeira, parcialmente compensado pelo (b) aumento de R\$ 96 milhões na atualização do ativo financeiro; e (ii) aumento nas despesas financeiras de 11,1% (R\$ 129 milhões), principalmente em função de: (a) aumento de R\$ 113 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, composta por um aumento de R\$ 239 milhões na CPFL Renováveis principalmente em função dos novos investimentos e aquisições e por uma redução de R\$ 141 milhões devido basicamente à redução do CDI e TJLP, e (b) aumento em despesas com juros e multas sobre o valor de R\$ 28 milhões referente pagamento de incorporação de rede na controlada CPFL Paulista.

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

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 13.038 milhões, sobre o qual incidem juros e correção monetária, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro. Havia ainda o equivalente a R\$ 2.435 milhões de endividamento em moeda estrangeira (dólares americanos). A fim de reduzir o risco de perdas cambiais, no que tange a este endividamento em moeda estrangeira, e as variações de taxas de juros, nós possuímos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge). Algumas de nossas controladas optaram por marcar a mercado as dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados. Comparado a 2011, nossos saldos de instrumentos derivativos resultaram na redução de 37,7% (ou R\$ 97 milhões), para R\$ 159 milhões em 2012 – vide nota explicativa 34 de nossas demonstrações financeiras. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 8,4% em 2012, comparado a 11,6% em 2011, e a TJLP permaneceu praticamente estável em 5,8% em 2012 comparado a 6,0% em 2011.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 671 milhões em 2012, comparadas com R\$ 759 milhões em 2011. A alíquota efetiva de 35,7% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2012, pouco superior à alíquota oficial de 34,0%.

### *Lucro Líquido do Exercício*

Devido aos fatores explicados acima, nosso lucro líquido em 2012 foi de R\$ 1.207 milhões, representando uma redução de 21,8% (ou R\$ 337 milhões), quando comparado com 2011.

### *Lucro líquido por segmento*

Em 2012, 68,5% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 28,9% do nosso segmento de geração convencional, 0,7% do nosso segmento de geração e energia renovável, 8,5% do nosso segmento de comercialização e 2,2% do nosso segmento de serviços.

### *Distribuição*

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2012 somou R\$ 827 milhões, uma redução de 23,2% (ou R\$ 249 milhões), comparado com 2011. A redução neste segmento foi principalmente devida a queda de 25,8% (ou R\$ 476 milhões) do resultado do serviço, parcialmente compensada pela redução em R\$ 103 milhões nas despesas financeiras líquidas principalmente em função da atualização do ativo financeiro da concessão (resultando em um aumento de R\$ 91 milhões) e pela redução nas despesas com imposto de renda e contribuição social em R\$ 123 milhões.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 19,1% (ou R\$ 56 milhões), para R\$ 349 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, como resultado das razões acima descritas a respeito da estabilização da receita de serviço de energia elétrica e: (i) uma redução de R\$ 21 milhões em nossas despesas financeiras líquidas (decorrente do efeito líquido de uma redução de R\$ 39 milhões na receita financeira e uma redução de R\$ 60 milhões nas despesas financeiras); (ii) um aumento de R\$ 38 milhões na participação em subsidiárias; e (iii) um aumento de R\$ 3 milhões nas despesas de imposto de renda e contribuição social.

### *Geração (fontes renováveis)*

O lucro líquido do nosso segmento de geração por fontes renováveis no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 totalizou R\$ 8 milhões. Com relação ao período de cinco meses de 1º de agosto de 2011 a 31 de dezembro de 2011, o lucro líquido do segmento totalizou R\$ 71 milhões. Esta queda deve-se, principalmente, ao aumento do endividamento da CPFL Renováveis (utilizado para a aquisição de subsidiárias).

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

O lucro líquido do nosso segmento de comercialização em 2012 somou R\$ 102 milhões, uma redução de 30,9% (ou R\$ 46 milhões), comparado com 2011. A redução neste segmento é reflexo do aumento de R\$ 9 milhões no resultado do serviço e da diminuição da despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$ 16 milhões), compensado pelo aumento de R\$ 71 milhões nas despesas financeiras líquidas.

*Serviços*

O lucro líquido do nosso segmento de serviços em 2012 somou R\$ 27 milhões, um aumento de 121,7% (ou R\$ 15 milhões), comparado com 2011. O resultado deste segmento é reflexo do aumento em R\$ 8 milhões no resultado do serviço e do aumento em R\$ 12 milhões das receitas financeiras líquidas, compensado pelo aumento de R\$ 6 milhões na despesa com 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 2013, as vendas para consumidores cativos representaram 68,6% da quantidade de energia elétrica vendida e 66,7% da nossa receita operacional, em comparação com 60,8% e 70,8%, respectivamente, em 2012. 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 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 2010. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>RGE</u>	<u>CPFL Santa Cruz</u>	<u>CPFL Mococa</u>	<u>CPFL Leste Paulista</u>	<u>CPFL Sul Paulista</u>	<u>CPFL Jaguari</u>
<b>2010<sup>(3)</sup></b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	1,55%	8,59%	1,72%	1,90%	4,15%	-6,32%	4,30%	5,81%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	1,15%	1,52%	10,65%	8,19%	-0,17%	-6,89%	1,36%	-0,65%
Reposic. total	2,70%	10,11%	12,37%	10,09%	3,98%	-13,21%	5,66%	5,16%
<b>2011<sup>(3)</sup></b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	6,11%	4,45%	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes	1,27%	0,98%	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%

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

financeiros <sup>(2)</sup>								
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>	(4)	(4)	(4)	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	(4)	(4)	(4)	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
Reposic. total	(4)	(4)	(4)	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%

- (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 de 2010 está baseado no "Adendo dos Contratos de Concessão", descrito abaixo.
- (4) O reajuste anual da CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga ocorre em abril, junho e outubro respectivamente.

Em 2 de fevereiro de 2010, a ANEEL aprovou a proposta para o adendo aos contratos de concessão de distribuidores de energia elétrica ("o Adendo dos Contratos de Concessão"). O Adendo dos Contratos de Concessão modificou a metodologia de cálculo dos ajustes tarifários, excluindo os efeitos de variações do mercado resultantes das diferenças entre a energia vendida projetada e a real (principalmente relacionada aos encargos setoriais) da base de cálculo para o cálculo do ajuste de tarifas.

A nova metodologia foi aplicada no cálculo dos ajustes tarifários a partir de fevereiro de 2010, em nossas oito subsidiárias de distribuição.

**Revisões Periódicas**

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	5,48
CPFL Piratininga.....	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 <sup>(2)</sup>
RGE.....	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-10,32
CPFL Santa Cruz.....	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 <sup>(1)</sup>
CPFL Mococa.....	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 <sup>(1)</sup>
CPFL Leste	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 <sup>(1)</sup>
Paulista .....						
CPFL Sul Paulista.....	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 <sup>(1)</sup>
CPFL Jaguari.....	Fevereiro de 2004	-6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 <sup>(1)</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 Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foi concluído em 3 de fevereiro de 2013, sem a análise da ANEEL ao recurso administrativo das subsidiárias de distribuição. Essa avaliação foi feita pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho 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 do Ativo Regulatório Base; (ii) o Despacho 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 do Ativo Regulatório Base; (iii) o Despacho 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para a CPFL Leste



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

Paulista, principalmente devido ao aumento do Ativo Regulatório Base e às perdas; (iv) o Despacho 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 do Ativo Regulatório Base; e (v) o Despacho 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 do Ativo Regulatório Base.

- (2) A CPFL Piratininga instaurou um recurso administrativo questionando as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013 alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%.

### *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 estão representados na tabela a seguir:

	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%

### *Vendas a Consumidores Potencialmente Livres*

Com o intuito de promover transações mais competitivas de energia elétrica, o governo modificou em 1995 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 2013 e 2012, 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 2013, foram adquiridos 57.692 GWh, em comparação aos 62.597 GWh adquiridos em 2012. 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

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

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.

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 2013, foram adquiridos 10.719 GWh (18,6% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2012 foram adquiridos 10.781 GWh (17,1% 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.

De acordo com o IFRS, ativos e passivos regulatórios não podem ser contabilizados porque estes não estão em conformidade com as exigências de ativos e passivos estabelecidas pela Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis emitida pelo IASB e pela CVM. Portanto, contabilizamos apenas os direitos ou pagamentos quando nossos clientes cativos são faturados.

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.

### ***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.

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

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.

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 2013, 2012 e 2011.

### Exercício encerrado em 31 de dezembro de

	2013	2012	2011
Crescimento do PIB (em reais)	2,3%	1,0%	2,7%
Taxa de desemprego - média de %	5,4%	5,5%	6,0%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) - % PIB	15,5%	15,7%	15,2%
Crescimento das Vendas no Varejo	4,3%	8,4%	6,6%
Crescimento da Produção Industrial	1,1%	-2,6%	0,4%
Inflação (IGP-M) <sup>(1)</sup>	5,5%	7,8%	5,1%
Inflação (IPCA) <sup>(2)</sup>	5,9%	5,8%	6,5%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 <sup>(3)</sup>	R\$2,174	R\$1,958	R\$1,671
Taxa de câmbio no fim do período – US\$1,00	R\$2,343	R\$2,044	R\$1,876
Depreciação (valorização) do real x dólar norte-americano	14,6%	9,0%	12,6%

*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.

A conjuntura econômica brasileira caracteriza-se por significativas variações nos índices de crescimento econômico, que foi muito lento no período 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 a 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.

No entanto, lucro e empregabilidade mantiveram um desempenho significativo, apesar do aumento da inflação observado no 1º semestre de 2013. As vendas no varejo, principalmente no setor de eletrodomésticos, e a disponibilidade de crédito também apresentaram um bom desempenho. A força do mercado doméstico, refletindo melhor distribuição de renda, melhorias no mercado de trabalho e consumo das famílias, beneficia as nossas operações.

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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***

Em 1º de agosto de 2011, começamos a consolidar os resultados da CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras. Desta forma, nossos resultados de 2011 apenas consolidam os resultados da CPFL Renováveis de 5 meses e não são completamente comparáveis com 2012, que consolidam o resultado de 12 meses. Após uma série de reestruturações societárias, os ativos e projetos de energia renovável detidos anteriormente pelas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram a partir de 1º de agosto de 2011 a ser analisados pela Administração como segmento de geração de energia por fontes renováveis. Em função da imaterialidade, os 7 primeiros meses de 2011 desses ativos permaneceram no segmento de geração convencional.

***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 Lacenas 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.

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

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 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. A conclusão da aquisição está sujeita a certas condições, incluindo aprovações pela ANEEL, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, ou CADE, a aprovação de determinados credores da DESA e WF2 e a conclusão de diligência jurídica, financeira, de engenharia e ambiental a ser conduzida por ambas as partes.

***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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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.

**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 tiverem 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.

**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").

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

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, consequentemente 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.

Consequentemente, 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.

### ***b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis***

Os Pronunciamentos Técnicos CPC 33 (R1) / IAS 19 (R1) – Benefícios a Empregados e CPC 19 (R2) / IFRS 11 – Negócios em Conjunto, devem ser adotados a partir de 1º de janeiro de 2013. Uma vez que a adoção destes pronunciamentos é uma mudança de prática, a qual deve ser aplicada retrospectivamente conforme CPC 23 / IAS 8, a Companhia e suas controladas reapresentaram, para fins de comparação, os saldos de 31 de dezembro de 2012 e de 1 de janeiro de 2012. Os ajustes têm os seguintes impactos:

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

ATIVO	31/12/2012 publicado	Adoção retrospectiva - Negócios em conjunto	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados	31/12/2012 reapresentado	01/01/2012 publicado	Adoção retrospectiva - Negócios em conjunto	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados	01/01/2012 reapresentado
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	2.477.894	(42.860)	-	2.435.034	2.699.837	(36.411)	-	2.663.425
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.268.601	(63.577)	-	2.205.024	1.874.280	(13.547)	-	1.860.733
Dividendo e juros sobre o capital próprio	2.894	52.139	-	55.033	830	26.991	-	27.821
Títulos e valores mobiliários	6.100	-	-	6.100	47.521	-	-	47.521
Tributos a compensar	263.403	(12.417)	-	250.987	277.463	(7.373)	-	270.090
Derivativos	870	-	-	870	3.733	-	-	3.733
Estoques	49.346	(12.520)	-	36.826	44.872	(4.020)	-	40.852
Arrendamentos	9.740	-	-	9.740	4.581	-	-	4.581
Ativo financeiro da concessão	34.444	-	-	34.444	-	-	-	-
Outros créditos	516.903	(6.022)	-	510.880	409.938	(5.154)	-	404.784
<b>Total do circulante</b>	<b>5.630.196</b>	<b>(85.257)</b>	<b>-</b>	<b>5.544.938</b>	<b>5.363.054</b>	<b>(39.514)</b>	<b>-</b>	<b>5.323.541</b>
<b>Não circulante</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	162.017	(359)	-	161.658	182.300	-	-	182.300
Coligadas, controladas e controladora	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	1.184.554	(59.215)	-	1.125.339	1.128.616	(45.999)	-	1.082.617
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	-	109.965	(35.055)	-	74.910
Tributos a compensar	225.036	(18.383)	-	206.653	216.715	(18.114)	-	198.601
Derivativos	486.438	-	-	486.438	215.642	-	-	215.642
Créditos fiscais diferidos	1.318.618	(60.831)	-	1.257.787	1.176.535	(49.954)	-	1.126.581
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamentos	31.703	-	-	31.703	24.521	-	-	24.521
Ativo financeiro da concessão	2.342.796	-	-	2.342.796	1.376.664	-	-	1.376.664
Entidade de previdência privada	10.203	-	(10.203)	-	3.416	-	(3.416)	-
Investimentos ao custo	116.654	-	-	116.654	116.654	-	-	116.654
Outros créditos	420.155	(76.340)	-	343.814	279.460	(45.934)	-	233.526
Investimentos	-	1.022.126	-	1.022.126	-	1.006.324	-	1.006.324
Imobilizado	9.611.958	(2.507.897)	-	7.104.060	8.292.076	(2.619.351)	-	5.672.725
Intangível	9.535.360	(355.048)	-	9.180.312	8.927.439	(392.766)	-	8.534.673
<b>Total do não circulante</b>	<b>25.445.491</b>	<b>(2.055.948)</b>	<b>(10.203)</b>	<b>23.379.341</b>	<b>22.050.003</b>	<b>(2.200.850)</b>	<b>(3.416)</b>	<b>19.845.737</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>31.075.687</b>	<b>(2.141.205)</b>	<b>(10.203)</b>	<b>28.924.279</b>	<b>27.413.057</b>	<b>(2.240.364)</b>	<b>(3.416)</b>	<b>25.169.278</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
<b>Circulante</b>								
Fornecedores	1.691.002	(1.865)	-	1.689.137	1.240.143	44.174	-	1.284.317
Encargos de dívidas	142.599	(4.305)	-	138.293	141.902	(5.734)	-	136.169
Encargos de debêntures	95.614	(789)	-	94.825	83.552	(4.495)	-	79.057
Empréstimos e financiamentos	1.558.499	(139.465)	-	1.419.034	896.414	(132.317)	-	764.097
Debêntures	336.459	(26.309)	-	310.149	531.185	(14.830)	-	516.355
Entidade de previdência privada	51.675	-	-	51.675	40.695	-	(524)	40.171
Taxas regulamentares	114.488	(3.712)	-	110.776	145.146	(5.230)	-	139.916
Impostos, taxas e contribuições	442.365	(11.894)	-	430.472	483.028	(17.935)	-	465.093
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.542	-	-	26.542	24.524	-	-	24.524
Obrigações estimadas com pessoal	72.535	(810)	-	71.725	70.771	(736)	-	70.035
Derivativos	109	-	-	109	-	-	-	-
Uso do bem público	30.422	(26.979)	-	3.443	28.738	(25.626)	-	3.112
Outras contas a pagar	631.043	(7.776)	-	623.267	813.338	(21.491)	-	791.848
<b>Total do circulante</b>	<b>5.193.351</b>	<b>(223.903)</b>	<b>-</b>	<b>4.969.447</b>	<b>4.499.437</b>	<b>(184.220)</b>	<b>(524)</b>	<b>4.314.692</b>
<b>Não circulante</b>								
Fornecedores	4.467	-	-	4.467	-	-	-	-
Encargos de dívidas	62.271	-	-	62.271	23.627	-	-	23.627
Empréstimos e financiamentos	9.035.534	(1.377.338)	-	7.658.196	7.382.455	(1.506.562)	-	5.875.893
Debêntures	5.895.143	(104.880)	-	5.790.263	4.548.651	(130.877)	-	4.417.774
Entidade de previdência privada	325.455	-	505.729	831.184	414.629	-	(108.856)	306.773
Impostos, taxas e contribuições	-	-	-	-	165	-	-	165
Débitos fiscais diferidos	1.155.733	-	-	1.155.733	1.038.101	-	-	1.038.101
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	386.079	(36.985)	-	349.094	338.121	(34.891)	-	303.231
Derivativos	336	-	-	336	24	-	-	24
Uso do bem público	461.157	(384.787)	-	76.371	440.926	(368.566)	-	72.360
Outras contas a pagar	149.099	(13.312)	-	135.788	174.410	(15.248)	-	159.161
<b>Total do não circulante</b>	<b>17.475.275</b>	<b>(1.917.301)</b>	<b>505.729</b>	<b>16.063.703</b>	<b>14.361.110</b>	<b>(2.056.144)</b>	<b>(108.856)</b>	<b>12.196.111</b>
<b>Patrimônio líquido</b>								
Capital social	4.793.424	-	-	4.793.424	4.793.424	-	-	4.793.424
Reservas de capital	228.322	-	-	228.322	229.956	-	-	229.956
Reserva legal	556.481	-	-	556.481	495.185	-	-	495.185
Reserva de retenção de lucros para investimento	326.899	-	-	326.899	-	-	-	-
Dividendo	455.906	-	-	455.906	758.470	-	-	758.470
Resultado abrangente acumulado	535.627	-	(572.225)	(36.598)	563.005	-	-	563.005
Lucros acumulados	-	-	-	56.293	56.293	-	105.964	333.082
<b>Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>6.896.660</b>	<b>-</b>	<b>(515.932)</b>	<b>6.380.728</b>	<b>7.067.158</b>	<b>-</b>	<b>105.964</b>	<b>7.173.122</b>
<b>Total patrimônio líquido</b>	<b>8.407.061</b>	<b>-</b>	<b>(515.932)</b>	<b>7.891.129</b>	<b>8.552.511</b>	<b>-</b>	<b>105.964</b>	<b>8.658.475</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>31.075.687</b>	<b>(2.141.205)</b>	<b>(10.203)</b>	<b>28.924.279</b>	<b>27.413.057</b>	<b>(2.240.364)</b>	<b>(3.416)</b>	<b>25.169.278</b>



**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****Demonstração no resultado**

	2012 publicado	Adoção retrospectiva - Negócios em conjunto	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados	2012 Reapresentado
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>15.055.147</b>	<b>(164.272)</b>	<b>-</b>	<b>14.890.875</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>				
Custo com energia elétrica	(7.725.980)	(527.015)	-	(8.252.995)
Custo de operação	(1.620.312)	292.278	(49.672)	(1.377.706)
Custo do serviço prestado a terceiros	(1.355.675)	-	-	(1.355.675)
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>4.353.181</b>	<b>(399.009)</b>	<b>(49.672)</b>	<b>3.904.499</b>
<b>Despesas operacionais</b>				
Despesas com vendas	(468.345)	200	-	(468.146)
Despesas gerais e administrativas	(732.823)	8.459	-	(724.364)
Outras despesas operacionais	(380.899)	4.001	-	(376.898)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>2.771.113</b>	<b>(386.349)</b>	<b>(49.672)</b>	<b>2.335.091</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	<b>-</b>	<b>120.680</b>	<b>-</b>	<b>120.680</b>
<b>Resultado financeiro</b>				
Receitas financeiras	720.332	(13.369)	-	706.963
Despesas financeiras	(1.487.964)	203.228	-	(1.284.736)
	<b>(767.632)</b>	<b>189.859</b>	<b>-</b>	<b>(577.773)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>2.003.481</b>	<b>(75.810)</b>	<b>(49.672)</b>	<b>1.877.998</b>
Contribuição social	(198.987)	20.969	-	(178.017)
Imposto de renda	(547.760)	54.841	-	(492.919)
	<b>(746.747)</b>	<b>75.811</b>	<b>-</b>	<b>(670.936)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.256.734</b>	<b>-</b>	<b>(49.672)</b>	<b>1.207.062</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.225.924	-	(49.672)	1.176.252
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	30.810	-	-	30.810
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,27		(0,05)	1,22
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,26		(0,05)	1,20

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****Demonstração do Resultado Abrangente**

	Controladora		
	2012 publicado	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados (49.672)	2012 Reapresentado 1.176.252
Lucro líquido do exercício	1.225.924	(49.672)	1.176.252
Resultado abrangente do exercício, reflexo sobre os investimentos da Companhia	-	(572.225)	(572.225)
<b>Resultado abrangente do exercício - individual</b>	<b>1.225.924</b>	<b>(621.897)</b>	<b>604.027</b>

  

	Consolidado		
	2012 publicado	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados (49.672)	2012 Reapresentado 1.207.062
Lucro líquido do exercício	1.256.734	(49.672)	1.207.062
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:			
- Ganhos/(Perdas) atuariais	-	(572.225)	(572.225)
<b>Resultado abrangente consolidado do exercício</b>	<b>1.256.734</b>	<b>(621.897)</b>	<b>634.837</b>
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.225.924	(621.897)	604.027
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	30.810	-	30.810

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****Fluxo de Caixa**

	Consolidado		
	31/12/2012 publicado	Adoção retrospectiva - Negócios em conjunto	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados
			31/12/2012 reapresentado
<b>FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL</b>			
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>2.003.481</b>	<b>(75.811)</b>	<b>(49.672)</b>
<b>AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
Depreciação e amortização	1.127.103	(148.177)	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	95.226	(300)	-
Provisão para devedores duvidosos	163.903	(92)	-
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	1.099.913	(195.573)	-
Despesa com plano de pensão	(16.340)	-	49.672
Equivalência patrimonial	-	(120.680)	-
Perda na baixa de não circulante	54.579	-	-
PIS e COFINS diferidos	(64.005)	-	-
Outros	21.919	-	-
	<b>4.485.779</b>	<b>(540.632)</b>	<b>-</b>
<b>REDUÇÃO (AUMENTO) NOS ATIVOS OPERACIONAIS</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(486.380)	50.481	-
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	-	79.730	-
Tributos a compensar	48.558	3.214	-
Operações de Arrendamento	(3.969)	-	-
Depósitos judiciais	8.305	200	-
Contas a receber Eletrobrás - aporte CDE	(24.972)	-	-
Outros ativos operacionais	(48.523)	7.234	-
<b>AUMENTO (REDUÇÃO) NOS PASSIVOS OPERACIONAIS</b>			
Fornecedores	435.014	(46.039)	-
Outros tributos e contribuições sociais	(146.600)	(2.521)	-
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(79.450)	-	-
Taxas regulamentares	(29.057)	1.457	-
Riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(64.084)	-	-
Outros passivos operacionais	(68.314)	44.472	-
<b>CAIXA ORIUNDO DAS OPERAÇÕES</b>	<b>4.026.307</b>	<b>(402.403)</b>	<b>-</b>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(1.018.078)	152.053	-
Imposto de renda e contribuição social pagos	(864.145)	95.567	-
<b>CAIXA LÍQUIDO ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>2.144.084</b>	<b>(154.783)</b>	<b>-</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS</b>			
Aquisição de participação societária, líquido do caixa adquirido	(706.186)	-	-
Pagamento de contas a pagar de aquisições	(172.476)	-	-
Aquisições de imobilizado	(1.034.589)	7.480	-
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos Vinculados	(14.806)	863	-
Operações de arrendamento	(6.581)	-	-
Adições de intangível	(1.433.064)	162	-
Outros	(558)	(816)	-
<b>UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS</b>	<b>(3.368.260)</b>	<b>7.689</b>	<b>-</b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS</b>			
Oferta pública de ações de controlada			
Captação de empréstimos e debêntures	4.294.254	(7.442)	-
Amortização de principal de empréstimos e debêntures, liquida de derivativos	(1.885.175)	148.087	-
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(1.406.846)	-	-
<b>GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS</b>	<b>1.002.233</b>	<b>140.645</b>	<b>-</b>
<b>AUMENTO (REDUÇÃO) EM CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(221.943)</b>	<b>(6.449)</b>	<b>-</b>
<b>SALDO INICIAL EM CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>2.699.837</b>	<b>(36.412)</b>	<b>-</b>
<b>SALDO FINAL EM CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>2.477.894</b>	<b>(42.860)</b>	<b>-</b>

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

	Consolidado			
	31/12/2012 publicado	Adoção retrospectiva - Negócios em conjunto	Adoção retrospectiva - Benefícios a empregados	31/12/2012 reapresentado
<b>1 - Receita</b>	<b>22.353.535</b>	<b>(176.497)</b>	-	<b>22.177.037</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	20.070.723	(173.495)	-	19.897.228
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	1.095.164	(3.094)	-	1.092.070
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	1.351.550	-	-	1.351.550
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(163.903)	92	-	(163.811)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(12.236.546)</b>	<b>(419.756)</b>	-	<b>(12.656.301)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(8.584.834)	(583.982)	-	(9.168.816)
2.2 Material	(1.006.729)	129.890	-	(876.839)
2.3 Serviços de terceiros	(1.071.161)	13.648	-	(1.057.512)
2.4 Outros	(1.573.822)	20.689	-	(1.553.134)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>10.116.989</b>	<b>(596.253)</b>	-	<b>9.520.736</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(1.127.382)</b>	<b>148.176</b>	-	<b>(979.206)</b>
4.1 Depreciação e amortização	(841.374)	146.881	-	(694.493)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(286.009)	1.295	-	(284.714)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>8.989.607</b>	<b>(448.077)</b>	-	<b>8.541.530</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>739.531</b>	<b>107.311</b>	-	<b>846.842</b>
6.1 Receitas financeiras	739.531	(13.369)	-	726.163
6.2 Equivalência patrimonial	-	120.679	-	120.679
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>9.729.138</b>	<b>(340.766)</b>	-	<b>9.388.372</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>659.596</b>	<b>(8.904)</b>	<b>49.672</b>	<b>700.364</b>
8.1.1 Remuneração direta	437.223	(7.765)	-	429.458
8.1.2 Benefícios	178.648	(866)	49.672	227.454
8.1.3 F.G.T.S	43.725	(273)	-	43.452
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>6.276.188</b>	<b>(127.299)</b>	-	<b>6.148.889</b>
8.2.1 Federais	3.081.294	(126.973)	-	2.954.321
8.2.2 Estaduais	3.183.205	-	-	3.183.205
8.2.3 Municipais	11.689	(326)	-	11.363
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>1.536.621</b>	<b>(204.563)</b>	-	<b>1.332.058</b>
8.3.1 Juros	1.493.141	(194.049)	-	1.299.091
8.3.2 Aluguéis	29.641	(216)	-	29.425
8.3.3 Outros	13.839	(10.297)	-	3.542
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>1.256.734</b>	-	<b>(49.672)</b>	<b>1.207.062</b>
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	1.093.869	-	-	1.093.869
8.4.2 Lucros retidos	162.865	-	(49.672)	113.193
	<b>9.729.138</b>	<b>(340.766)</b>	-	<b>9.388.372</b>

Nas demonstrações financeiras da controladora, os efeitos decorrentes da reapresentação foram: (i) em 31 de dezembro de 2012 uma redução de R\$ 515.932 na rubrica de investimentos em contrapartida a uma redução no resultado abrangente no patrimônio líquido de R\$ 572.225 e um aumento em lucros acumulados de R\$ 56.293; e (ii) em 1º de janeiro de 2012 um aumento na rubrica de investimento de R\$ 105.964 em contrapartida a lucros acumulados no patrimônio líquido. Na demonstração do resultado da controladora de 2012, o impacto foi uma redução na receita de equivalência patrimonial de R\$ 49.672.

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

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2013, datado de 10 de março de 2014, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contém três parágrafos de ênfases:

(i) no que diz respeito às demonstrações financeiras separadas da controladora referente à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, para fins de IFRS seria custo ou valor justo;

(ii) no que diz respeito ao que está mencionado em nota explicativa 2.9 das nossas demonstrações financeiras, onde abordamos que estamos ajustando e reclassificando nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 referente aos benefícios a empregados, de acordo com o CPC 33 (R1) e IAS 19 (R) - Benefícios a Empregados e contabilização dos negócios controlados em conjunto, de acordo com o CPC 19 (R2) e IFRS 11 - Negócios em Conjunto, para fins de comparação;

(iii) com relação ao Decreto 7.945/2013, a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes chama a atenção para o assunto descrito na nota explicativa nº 27, referente ao registro feito pelas controladas, na forma de redução do custo de energia comprada para revenda, de repasses de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Nos Relatórios

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

dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012, datados de 5 de março de 2013, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, datado de 05 de março de 2013, emitido pela KPMG Auditores Independentes, contém dois parágrafos de ênfases: (i) no que diz respeito às demonstrações financeiras separadas da controladora referente à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, para fins de IFRS seria custo ou valor justo, (ii) no que diz respeito ao que está mencionado em nota explicativa 2.9 das nossas demonstrações financeiras, onde abordamos que estamos ajustando e reclassificando nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, para fins de comparação com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, para reconhecimento das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão, designado na categoria de disponível para venda, no resultado do exercício ao invés de "outros resultados abrangentes", como anteriormente apresentado.

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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 2013, 2012 e 2011 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:

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

- **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.
- **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 demonstrações dos resultados de 2012 e 2011 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*

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

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 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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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 avaliou a eficácia dos controles internos sobre a divulgação das informações financeiras com relação às demonstrações de 31 de dezembro de 2013, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) em 1992. Baseada nestes critérios e avaliação, nossa administração concluiu que, , nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras são eficazes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

***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 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 em nossas demonstrações financeiras.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações errôneas. 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 de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2013 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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**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 2012 e 2011. Não obstante, 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).

**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

<b>10.8. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor</b>
---

***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 2013, 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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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

***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.