

## 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	6
5.4 - Alterações significativas	7

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	8
10.2 - Resultado operacional e financeiro	31
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	48
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	51
10.5 - Políticas contábeis críticas	55
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	58
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	60
10.8 - Plano de Negócios	61
10.9 - Outros fatores com influência relevante	62

**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.**

Os negócios da Companhia e de suas controladas compreendem, principalmente, geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

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, Controles Internos e Processos Consolidados, 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 da Companhia, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

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

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

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

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 33 de nossas demonstrações financeiras. Adicionalmente as suas 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.

**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

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

taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 33 de nossas demonstrações financeiras.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das suas 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 pela Companhia 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. Segundo o Plano Anual da Operação Energética - PEN 2012, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os riscos de qualquer déficit de energia para o ano de 2013 são baixos, tornando baixa a possibilidade de um novo programa de racionamento de energia. Estes riscos podem ser mitigados gerando energia térmica de forma antecipada, utilizando os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, ou por despacho antecipado autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, deplecionando menos, assim, os reservatórios.

**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 adequadamente 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 períodos subsequentes por outros reajustes. Mais detalhes sobre riscos da regulação do setor elétrico, vide item 4.1.h deste Formulário de Referência.

### 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 475/08 e IFRS 7, 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, conforme demonstrado:

### Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2012 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)	Risco	Depreciação cambial de 4,9% (*)	Depreciação cambial de 25% (**)	Depreciação cambial de 50% (**)
Instrumentos financeiros ativos	34.287	alta dólar	1.675	8.572	17.144
Instrumentos financeiros passivos	(2.526.520)	alta dólar	(123.390)	(631.630)	(1.263.260)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.463.835	alta dólar	120.328	615.959	1.231.918
<b>Total do aumento</b>	<b>(28.397)</b>		<b>(1.387)</b>	<b>(7.099)</b>	<b>(14.199)</b>

(\*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&amp;FBOVESPA.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08 e IFRS 7, os percentuais de depreciação cambial aplicados são referentes à taxa de câmbio de 31/12/2012.

**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 2012 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados para 2012 permaneçam estáveis (CDI 8,38% a.a.; IGP-M 7,82% a.a.; TJLP 5,75% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras da Companhia em 2013 seria uma despesa financeira líquida de R\$ 948.753. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos abaixo, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (*)	Elevação de índice em 25% (**)	Elevação de índice em 50% (**)
Instrumentos financeiros ativos	2.851.070	alta CDI	(37.064)	59.730	119.460
Instrumentos financeiros passivos	(8.526.240)	alta CDI	110.841	(178.625)	(357.249)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.979.260)	alta CDI	25.730	(41.466)	(82.931)
	<b>(7.654.431)</b>		<b>99.508</b>	<b>(160.360)</b>	<b>(320.721)</b>
Instrumentos financeiros ativos	6.100	alta IGP-M	(146)	119	238
Instrumentos financeiros passivos	(548.830)	alta IGP-M	13.117	(10.730)	(21.459)
	<b>(542.730)</b>		<b>12.971</b>	<b>(10.610)</b>	<b>(21.221)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(4.609.135)	alta TJLP	34.569	(66.256)	(132.513)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.290	alta TJLP	(17)	33	66
	<b>(4.606.845)</b>		<b>34.551</b>	<b>(66.223)</b>	<b>(132.447)</b>
<b>Total do (aumento) redução</b>	<b>(12.804.005)</b>		<b>147.030</b>	<b>(237.194)</b>	<b>(474.388)</b>

(\*) Os índices de CDI, IGP-M e TJLP considerados de: 7,08%, 5,43%, 5%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08 e IFRS 7, os percentuais de elevação dos índices são aplicados às informações em 31/12/2012.

**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 não-derivativos registrados em 31.12.2012, 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.

31/12/2012	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores (nota 14)		1.176.748	498.406	15.847	4.467	-	1.695.469
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 15)	7,97%	523.120	273.842	964.913	7.304.124	6.263.827	15.329.827
Debêntures - principal e encargos (nota 16)	8,10%	61.108	10.707	365.544	4.285.455	4.642.926	9.365.739
Taxas regulamentares (nota 18)		110.539	3.949	-	-	-	114.488
Uso do bem público (nota 21)	14,21%	630	764	31.117	73.413	3.353.996	3.459.920
Outros (nota 22)		27.533	112.810	15.292	-	17.750	173.386
Consumidores e concessionárias		20.576	33.244	6.423	-	-	60.243
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		4.715	387	-	-	-	5.102
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		2.242	308	-	-	-	2.550
Convênio de arrecadação		-	76.371	-	-	-	76.371
Fundo de reversão		-	-	-	-	17.750	17.750
		-	2.500	8.869	-	-	11.369
<b>Total</b>		<b>1.899.679</b>	<b>900.477</b>	<b>1.392.714</b>	<b>11.667.459</b>	<b>14.278.499</b>	<b>30.138.828</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 por prática 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 chamada 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 política formalizada para contratação de instrumentos derivativos apenas para fins de *hedge*, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco.

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

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

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

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

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

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.

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</b>	<b>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 2012, 2011, e as de 2010 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”) sendo em 2010 as primeiras demonstrações preparadas de acordo com a prática internacional.

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

##### • 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, 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), termoeletricas 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, termoeletricas 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<sup>1</sup>, 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

<sup>1</sup> O fechamento da aquisição encontra-se sujeito à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL, dos bancos financiadores, e dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

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

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.

### • 2010

Em 2010, o desempenho da CPFL Energia apresentou uma evolução importante, refletindo, principalmente, a solidez do ciclo de desenvolvimento que o Brasil vem experimentando, o imenso potencial de crescimento do mercado interno, evidenciado pelo crescimento do consumo de energia nas áreas atendidas por nossas distribuidoras, os resultados da estratégia de ampliação e diversificação dos negócios e o compromisso com a busca permanente do aumento da eficiência nas empresas do Grupo.

Os investimentos no exercício totalizaram R\$ 1,8 bilhão. No segmento de distribuição foram aplicados R\$ 1,1 bilhão na ampliação e fortalecimento do sistema elétrico. No segmento de geração foram alocados R\$ 645 milhões, principalmente nos empreendimentos em construção no exercício. Outros R\$ 28 milhões foram investidos no segmento de comercialização e serviços de valor agregado.

Entre os principais fatores que levaram ao desempenho do Grupo, destacam-se o crescimento das vendas na área de concessão das distribuidoras, que totalizaram 52.044 GWh, com crescimento de 7,2%, dos quais 12.794 GWh foram faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As vendas para o mercado cativo totalizaram 39.250 GWh, com crescimento de 3,8%. Em contrapartida, as vendas de comercialização e geração alcançaram 13.000 GWh, com redução de 2,0%.

No segmento de geração, o Grupo colocou em operação três novos empreendimentos que se encontravam em construção. Em agosto, entrou em operação a Usina Termoeletrica (UTE) Baldin (45 MW), movida a biomassa de cana de açúcar. Em outubro, entrou em operação a Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó (855 MW), na qual a Companhia detém participação de 51%. Em dezembro, entrou em operação a UTE Termonordeste (170,76 MW), na qual o Grupo detém participação de 51%. Além disso, adquiriu a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Diamante (4 MW), localizada no Rio Grande do Sul. Com isso, a capacidade instalada encerrou 2010 em 2.309 MW.

Até o final de 2010, nossa estimativa era alcançar a capacidade instalada em 2011 de 2.511 MW, considerando a entrada em operação da UTE Termoparaíba (janeiro de 2011) e das usinas de biomassa Bio Formosa, Buriti e Ipê (previstas para o segundo e terceiro trimestres de 2011). Em 2012, quando entrarão em operação a usina de biomassa Bio Pedra e os sete parques eólicos em construção no Estado do Rio Grande do Norte (Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurús VI), a potência instalada do Grupo alcançará 2.769 MW. Conforme destacado acima, nossa estimativa foi superada considerando projetos adquiridos e que entraram em operação em 2011.

Também é importante destacar que o Grupo foi um dos vencedores do leilão de energia renovável realizado em agosto, por meio do qual construirá o Parque Eólico Campo dos Ventos II (30 MW).

O desempenho e os resultados alcançados em 2010 reafirmaram a estratégia de negócios do Grupo, baseada na busca pela ampliação da participação no mercado brasileiro de energia e na busca de ganhos de eficiência e produtividade.

As projeções para os próximos anos indicaram o crescimento consistente do mercado de energia no Brasil, como resultado da continuidade do ciclo de crescimento da economia brasileira. O planejamento de expansão da oferta de energia vem apontando para a diversificação da matriz de geração de energia elétrica, baseada em fontes limpas e renováveis, área em que o Grupo vem demonstrando competência e competitividade nos últimos anos. Permanece também a perspectiva de consolidação do setor elétrico brasileiro. Esta é uma tendência relacionada diretamente com o

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

tratamento a ser dado aos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, que vencerão nos próximos anos. No caso do segmento de distribuição de energia, o 3º Ciclo de Revisão Tarifária será um vetor importante para o segmento, que é fundamental para o funcionamento e a sustentabilidade de toda a cadeia do setor elétrico brasileiro.

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

<b>Estrutura de Capital</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Capital próprio	37%	44%	46%
Capital de terceiros	63%	56%	54%

#### 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

#### • 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\$437 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.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2012 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

<b>Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2012:</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	<b>1.695</b>	1.691	4	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>(1)</sup>	<b>24.696</b>	2.199	5.129	6.461	10.907
Uso do bem público <sup>(1)</sup>	<b>3.460</b>	33	37	37	3.354
Entidade de Previdência Privada <sup>(2)</sup>	<b>747</b>	51	105	105	486
Outros	<b>288</b>	270	-	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>(1)</sup></b>	<b>30.886</b>	<b>4.244</b>	<b>5.275</b>	<b>6.603</b>	<b>14.764</b>
Contratos de Compra de Energia <sup>(3)</sup>	<b>110.991</b>	7.126	13.795	14.978	75.092
Projetos de construção de usina <sup>(4)</sup>	<b>2.062</b>	886	584	70	522
Fornecedores - suprimentos	<b>2.114</b>	1.300	675	99	40
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>115.167</b>	<b>9.312</b>	<b>15.054</b>	<b>15.147</b>	<b>75.654</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>146.053</b>	<b>13.556</b>	<b>20.329</b>	<b>21.750</b>	<b>90.419</b>

<sup>(1)</sup> Inclui pagamentos de juros, inclusive juros futuros projetados baseado no fluxo de caixa não-descontado, através da projeção dos indicadores para 2013 (CDI: 7,08%, IGP-M: 5,43% e TJLP:5%). Os juros futuros projetados não estão registrados no Balanço Patrimonial.

<sup>(2)</sup> Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão, cujos valores diferem dos registros contábeis adotados por nossas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração, os quais se encontram em consonância com o CPC 33 e o IAS 19 (vide nota 18.1 às nossas demonstrações financeiras).

<sup>(3)</sup> Os valores devidos sob os contratos de compra de energia de longo prazo estão sujeitos a variações de preço e podem ser renegociados sob determinadas circunstâncias. A tabela acima foi elaborada com base nos

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

valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2012.

- (4) Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados basicamente para disponibilizar recursos na construção e aquisição da concessão relacionadas às controladas do segmento de energia renovável.

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\$1.895 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\$ 864 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.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais em IFRS em 31 de dezembro de 2011. A tabela não inclui contas a pagar, contempladas no balanço patrimonial.

	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
	(milhões de R\$)				
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2011:					
Endividamento total <sup>(1)</sup> .....	13.359	1.428	3.469	3.671	4.791
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia <sup>(2)</sup> .....	127.107	8.205	15.283	15.200	88.418
Projetos de Geração.....	3.426	819	698	287	1.622
Fornecedores .....	1.686	1.243	387	57	0
Planos de Pensão <sup>(3)</sup> .....	589	40	77	77	395
<b>Total .....</b>	<b>146.167</b>	<b>11.734</b>	<b>19.914</b>	<b>19.292</b>	<b>95.227</b>

(1) Não inclui pagamentos de juros de endividamento ou pagamentos relacionados a contratos de *swap*. Os valores referem-se a valores contratuais, portanto não contemplam o registro a valores justos dos instrumentos.

(2) Os valores devidos sob os contratos de compra de energia de longo prazo estão sujeitos a variações de preço e podem ser renegociados sob determinadas circunstâncias. A tabela acima foi elaborada com base nos valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2011.

(3) Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão (vide nota 19 às demonstrações financeiras).

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;

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

- 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\$ 1.428 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2011 e 2010 foi de R\$ 1.230 milhões e R\$ 1.424 milhões, respectivamente;
- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$863 milhões em 2011 para aquisição de subsidiárias (Jantus e Santa Luzia).

### • 2010

Em 31 de dezembro de 2010, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 530 milhões. A principal causa deste déficit era o vencimento de R\$ 1.510 milhões de debêntures no exercício de 2011. Este déficit foi eliminado com captações de financiamentos que a Companhia e suas controladas realizaram durante o exercício. Em 31 de dezembro de 2009, o capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 226 milhões.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2010. A tabela não inclui contas a pagar, incluídas no balanço patrimonial.

	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
	(milhões de R\$)				
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2010:					
Endividamento total <sup>(1)</sup> .....	R\$9.224	R\$2.089	R\$3.147	R\$2.349	R\$1.639
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia <sup>(2)</sup> .....	104.285	7.154	14.772	13.771	68.588
Projetos de Geração.....	1.180	494	264	59	363
Fornecedores .....	682	438	108	131	5
Planos de Pensão <sup>(3)</sup> .....	631	39	77	77	438
Total .....	<u>R\$116.002</u>	<u>R\$10.214</u>	<u>R\$18.368</u>	<u>R\$16.387</u>	<u>R\$71.033</u>

(1) Não inclui pagamentos de juros de endividamento ou pagamentos relacionados a contratos de *swap*. Os valores referem-se a valores contratuais, portanto não contemplam o registro a valores justos dos instrumentos.

(2) Os valores devidos sob os contratos de compra de energia de longo prazo estão sujeitos a variações de preço e podem ser renegociados sob determinadas circunstâncias. A tabela acima foi elaborada com base nos valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2010.

(3) Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão (vide nota 20 às demonstrações financeiras).

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 2010, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 2.251 milhões (incluindo encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2010 e 2009 foi de: R\$ 1.424 milhões e R\$ 1.173 milhões, respectivamente;
- Financiamentos para aquisições.

### 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 própria de caixa e financiamentos.

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

Durante o ano de 2012, nossas controladas captaram recursos principalmente para o refinanciamento de dívidas e a realização de investimentos programados nas nossas subsidiárias de distribuição, bem como novos projetos de geração de energia por fontes renováveis. 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.

Além disso, 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) desta seção 10.1.

### Endividamento

#### 2012

O aumento do nosso endividamento em 2012 (no montante de R\$3.518 milhões, representando um acréscimo de 25,9% em relação a 2011) principalmente resultou de:

- emissão de debêntures no montante total de R\$1.858 milhões, sendo pela CPFL Paulista (R\$660 milhões), CPFL Piratininga (R\$110 milhões) e RGE (R\$500 milhões) para refinanciamento de dívidas vincendas em 2012/2013 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;
- 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.

#### 2011

O aumento do endividamento em 2011 (no montante de R\$ 4.189 milhões, representando um acréscimo de 44,5% em relação a 2010) foi resultado de:

- emissão de debêntures no montante total de R\$ 1.320 milhões pela CPFL Brasil com a finalidade de adquirir a Jantus através da CPFL Energias Renováveis;
- ao associar-se com a CPFL Renováveis, e adquirir a Santa Luzia e Jantus, passamos a consolidar estas empresas, aumentando o endividamento em R\$492 milhões (CPFL Renováveis), R\$136 milhões (Santa Luzia) e R\$152 milhões de empréstimos e R\$517 milhões de debêntures (aquisição da Jantus);
- captações no valor de R\$ 1.162 milhões em dívidas denominadas em dólar (líquidas do pré-pagamento das dívidas em ienes) e financiamentos adicionais no montante de R\$349 milhões para a expansão e melhoria da distribuição das subsidiárias e para o capital de giro, feitos através do Banco do Brasil.

Em junho de 2011, a direção aprovou a emissão de debêntures de algumas das subsidiárias no valor de R\$2.099 milhões. Desse montante total, R\$ 484 milhões foram emitidos pela CPFL Paulista,

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

R\$ 680 milhões pela CPFL Geração, R\$ 160 milhões pela CPFL Piratininga, R\$ 70 milhões pela RGE, R\$ 65 milhões pela CPFL Santa Cruz e R\$ 130 milhões pela EPASA. Esse aporte será usado para capital de giro e pagamento de dívidas vincendas.

Estes financiamentos terão o objetivo de: (i) financiar investimentos de nossas distribuidoras, (ii) investimentos para o nosso segmento de geração de energias renováveis e (iii) investimentos para operações das termoeletricas da EPASA.

### 2010

O aumento do endividamento em 2010 (no montante de R\$ 1.511 milhões, representando um acréscimo de 19,6% em relação a 2009) foi resultado de:

- financiamento das subsidiárias de geração em construção (Foz do Chapecó, EPASA, CPFL Bioenergia) e na CPFL Geração (para financiar a construção do parque eólico Santa Clara e Campo dos Ventos);
- Financiamento das obras de expansão e melhorias nas subsidiárias de distribuição através do FINEM / FINAME do BNDES e de captações na modalidade de crédito rural do Banco do Brasil;
- emissões de debêntures no valor total de R\$ 1.062 milhões, utilizado para refinanciamento e alongamento dos prazos das dívidas e participação própria em investimentos.

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

Para os anos de 2013 e 2014 esperamos continuar aproveitando as oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado via emissão de debêntures e empréstimos para capital de giro tanto internos quanto externos, e as oferecidas pelo governo via linhas de financiamento concedidas pelo BNDES, visando a expansão e modernização do sistema elétrico, novos investimentos no segmento de geração e estar preparados para possível consolidação do setor.

### f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: 2012

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$17.126 milhões. Deste total, aproximadamente R\$2.435 milhões ou 14,2% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$2.133 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

### 2011

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento (incluindo juros e de operações com derivativos) era de R\$13.608 milhões. Deste total, aproximadamente R\$1.751 milhões ou 12,9% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$1.653 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

### 2010

Em 31 de dezembro de 2010, o endividamento (com exclusão dos juros e de operações com derivativos) era de R\$9.219 milhões. Deste total, aproximadamente R\$461 milhões ou 5,0% eram denominados em dólares americanos e ienes japoneses. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$2.089 milhões de nosso endividamento venceria no prazo de 12 meses.



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

### i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

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

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2012, havia R\$6.042 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 para nossas subsidiárias de geração, especialmente Foz do Chapecó, BAESA, CERAN, ENERCAN e CPFL Renováveis (R\$4.451 milhões) e (ii) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras, 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\$6.327 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, EPASA, BAESA, ENERCAN e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.
- **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 dólares norte-americanos.** 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 norte-americanos 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 norte-americanos 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 consolidadas e auditadas.

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

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2011, havia R\$4.803 milhões (descontados 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 Foz do Chapecó, BAESA, CERAN, ENERCAN e CPFL Renováveis (R\$3.452 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 era de R\$5.163 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, BAESA, ENERCAN e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 18 de nossas demonstrações financeiras.
- **Capital de Giro:** Em 31 de dezembro de 2011, existia um saldo R\$ 857 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI para nossas distribuidoras.
- **Outras Dívidas denominadas em Reais.** Em 31 de dezembro de 2011, havia um saldo devedor de R\$1.034 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real (R\$

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

174 milhões para as distribuidoras e R\$ 860 milhões para as geradoras). 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.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2010:*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2010, havia R\$3.578 milhões (descontados 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 Foz do Chapecó, CERAN e ENERCAN (R\$2.190 milhões) e (b) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME (R\$1.061 milhões). Havia também R\$212 milhões de financiamentos relativos à capital de giro.
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor (descontados os encargos) em debêntures era de R\$3.722 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, BAESA, Enercan e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 19 às demonstrações financeiras.
- *Crédito rural.* Em 31 de dezembro de 2010, havia um saldo devedor de R\$ 487 milhões (descontados os encargos) referentes à modalidade de crédito rural obtido pelas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa, com indexação a 98,5% do CDI.
- *Novação de dívida:* No exercício de 2010, foram novadas dívidas anteriormente indexadas em moedas estrangeiras para indexação em CDI, o saldo desta modalidade de financiamento em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 718 milhões (R\$ 615 milhões da CPFL Geração e R\$ 103 milhões da CPFL Paulista).
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2010, existia um saldo de R\$ 156 milhões (descontados os encargos) de empréstimos destinados ao financiamento de capital de giro com indexação ao CDI nas empresas CPFL Geração e CPFL Santa Cruz.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2010, havia um saldo devedor de R\$96 milhões (descontados os encargos), nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas do devedor. A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Ien.* CPFL Paulista contratou em exercícios anteriores empréstimo bilateral, denominado em ienes e convertidos em Reais por meio de contratos de *swap* baseados no CDI. Em 31 de dezembro de 2010, o valor do saldo devedor total era de R\$ 416 milhões (descontados os encargos).
- *Outras Dívidas denominadas em Moeda Estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2010, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 45 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 21 milhões em 31 de dezembro de 2010, que também diminuem a exposição à variação

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

cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 18, 19 e 35 das demonstrações financeiras da Companhia.

### 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 restritivas com relação às obrigações 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.
- **Linhas de crédito do BNDES**

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista: (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 anualmente, como segue:

- CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE
  - Endividamento líquido dividido pelo EBITDA – valor máximo 3,5;
  - Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.
- CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (mensurados nas controladas e na Companhia)
  - Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 3,5;  
Em 2012, a controlada CPFL Leste Paulista firmou contrato de financiamento com BNDES no montante de R\$ 12.272 e dentre as cláusulas contidas neste contrato, prevê-se a manutenção do índice financeiro "Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA ajustado" menor que 3,5. Em 31 de dezembro de 2012 a controlada não atendeu a esta obrigação. O descumprimento desta obrigação não pecuniária não caracteriza a possibilidade de vencimento antecipado desta dívida e também não provoca vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross-default.
- CPFL Mococa e CPFL Jaguari  
Não possuem covenants financeiros.
- CPFL Geração

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

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, determinam restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

Para o empréstimo da controlada indireta EPASA junto ao BNDES - modalidade FINEM - há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes e do índice de capital próprio (patrimônio líquido dividido pelo ativo imobilizado) de no mínimo 25,3%, os quais são apurados anualmente. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido. Adicionalmente é requerido anualmente da garantidora (Companhia), a manutenção dos seguintes índices financeiros:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,5; e
- Endividamento total dividido pelo Ativo Total, menor ou igual a 65%.

### ○ CPFL Renováveis

Os empréstimos captados junto ao BNDES - modalidade FINEM I, FINEM VII, BNB e NIB (Bons Ventos) e FINEM VI (Salto Góes), tem como principais cláusulas restritivas:

- Índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização;
- Índice de capitalização própria maior ou igual a 25%, durante o período de amortização.

Em 31 de dezembro de 2012 a controlada indireta Santa Luzia Energética S.A. (controlada da CPFL Renováveis) não atendeu o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), cujo parâmetro previa uma geração de caixa correspondente a 1,2 vezes o serviço da dívida do respectivo período. O montante total da dívida, de R\$ 112.747, foi classificado no passivo circulante. Não houve declaração de vencimento antecipado da dívida em razão do não atendimento do ICSD pactuado em 31 de dezembro de 2012 e em 20 de fevereiro de 2013, a controlada obteve do Banco do Brasil a dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, bem como para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2013 e o semestre a findar-se em 30 de junho de 2014. O descumprimento do referido covenant também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross-default.

### • **Banco do Brasil – Capital de Giro**

Em 2012 foram feitos aditamentos aos contratos firmados com o Banco do Brasil – capital de giro das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista, passando os respectivos covenants financeiros a ser calculados com base em indicadores da Companhia. Os novos covenants são:

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

### • **Captações em moeda estrangeira - Bank of America, BNP Paribas, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC, Sumitomo e Scotiabank**

As captações em moeda estrangeira realizadas com os bancos Bank of America, BNP Paribas, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC, Sumitomo e Scotiabank estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Em 2012, foram realizados aditamentos aos contratos financeiros de moeda estrangeira com intuito de unificar os Covenants Financeiros aos demais contratos em moeda local. 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.

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

- **Debêntures**

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

- CPFL Energia, CPFL Paulista (5ª e 6ª emissões), CPFL Piratininga (3ª, 5ª e 6ª emissões), RGE (5ª e 6ª emissões), CPFL Geração (3ª e 4ª 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 igual a 2,25.

- BAESA

- Endividamento total – limite de 75% dos seus ativos totais.

- CPFL Renováveis  
- 1ª emissão

- 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.

- Controlada indireta SIIF: as debêntures estão sujeitas a cláusulas restritivas quanto à constituição de ônus e endividamentos adicionais, à distribuição de dividendos e a alterações em seu quadro societário.

- Controlada indireta PCH Holding 2 S.A: as debêntures estão sujeitas a cláusulas restritivas quanto a alterações no quadro societário próprio ou da controlada indireta CPFL Renováveis. Adicionalmente, existem cláusulas restritivas quanto à manutenção dos seguintes índices financeiros no consolidado CPFL Renováveis:

- Índice de alavancagem consolidado menor ou igual a 80%;
- Índice de Cobertura de Serviço da Dívida com caixa acumulado maior ou igual 1,15;

A definição de EBITDA em nossas controladas, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a inclusão dos principais ativos e passivos regulatórios. Na Companhia, considera ainda a consolidação com base na participação societária nas respectivas controladas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das nossas controladas diretas e indiretas estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária destas 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) permaneçam direta ou indiretamente no bloco de controle pela Companhia.

Adicionalmente, diversas debêntures de nossas controladas e controladas em conjunto estão

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

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

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

A Administração da Companhia e de nossas controladas monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Nós entendemos que, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis e a controlada CPFL Leste Paulista, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2012.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 16 e 17 de nossas demonstrações financeiras.

### 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 2012 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis	95%	5%
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%
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%

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.

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

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2010 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2008	CPFL Paulista	89%	11% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Paulista	39%	61%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Piratininga	48%	52%
BNDES / Investimento - BNB	Em 2009	Epasa	89%	11%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	CPFL Paulista	46%	54%
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2010	CPFL Piratininga	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	RGE	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM III	Em 2010	CPFL Geração	13%	87%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Brasil	0%	100%

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

**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 de 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 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 2012 da Companhia.

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

ATIVO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)						2010	AV%
	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%		
<b>CIRCULANTE</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	2.478	-8,2%	8,0%	2.700	72,7%	9,8%	1.563	7,8%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.269	21,0%	7,3%	1.874	3,2%	6,8%	1.816	9,1%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	3	248,8%	0,0%	1	100,0%	0,0%	-	0,0%
Títulos e valores mobiliários	6	-87,2%	0,0%	48	11,7%	0,2%	43	0,2%
Tributos a compensar	263	-5,1%	0,8%	277	43,7%	1,0%	193	1,0%
Derivativos	1	-76,7%	0,0%	4	1427,0%	0,0%	0	0,0%
Estoques	49	10,0%	0,2%	45	77,9%	0,2%	25	0,1%
Arrendamentos	10	112,6%	0,0%	5	-3,6%	0,0%	5	0,0%
Ativo financeiro da concessão	34	100,0%	0,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outros créditos	517	26,1%	1,7%	410	61,7%	1,5%	253	1,3%
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.630</b>	<b>5,0%</b>	<b>18,1%</b>	<b>5.363</b>	<b>37,6%</b>	<b>19,6%</b>	<b>3.898</b>	<b>19,4%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	162	-11,1%	0,5%	182	-6,9%	0,7%	196	1,0%
Depósitos judiciais	1.185	5,0%	3,8%	1.129	26,7%	4,1%	891	4,4%
Títulos e valores mobiliários	-	-100,0%	0,0%	110	51,0%	0,4%	73	0,4%
Tributos a compensar	225	3,8%	0,7%	217	55,9%	0,8%	139	0,7%
Derivativos	486	125,6%	1,6%	216	100,0%	0,8%	0	0,0%
Créditos fiscais diferidos	1.319	12,1%	4,2%	1.177	-0,6%	4,3%	1.183	5,9%
Arrendamentos	32	29,3%	0,1%	25	-6,8%	0,1%	26	0,1%
Ativo financeiro da concessão	2.343	70,2%	7,5%	1.377	47,3%	5,0%	935	4,7%
Entidade de previdência privada	10	198,7%	0,0%	3	-41,1%	0,0%	6	0,0%
Investimentos ao custo	117	0,0%	0,4%	117	0,0%	0,4%	117	0,6%
Outros créditos	420	50,3%	1,4%	279	25,8%	1,0%	222	1,1%
Imobilizado	9.612	15,9%	30,9%	8.292	43,3%	30,2%	5.786	28,9%
Intangível	9.535	6,8%	30,7%	8.927	35,6%	32,6%	6.585	32,8%
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>25.445</b>	<b>15,4%</b>	<b>81,9%</b>	<b>22.050</b>	<b>36,5%</b>	<b>80,4%</b>	<b>16.159</b>	<b>80,6%</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>31.076</b>	<b>13,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>27.413</b>	<b>36,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>20.057</b>	<b>100,0%</b>

**Caixa e equivalentes de caixa:**

O saldo de R\$ 2.478 milhões em 2012, que representa 8,0% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 222 milhões, comparado com 2011, decorrente basicamente: (i) geração de R\$ 2.144 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujas principais variações estão descritas abaixo; (ii) aquisição de imobilizado e intangível no montante de R\$ 2.468 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição e geração renovável; (iii) aquisição de empresas pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 879 milhões; (iv) geração de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 1.002 devido novas captações e pagamentos de dividendos.

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

O saldo de R\$ 2.700 milhões em 2011, que representa 9,8% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 1.137 milhões, comparado com 2010, decorrente basicamente: (i) geração de R\$ 2.489 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujos impactos das principais variações estão descritas abaixo; (ii) aquisição de imobilizado e intangível no montante de R\$ 1.905 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição e geração; (iii) aquisição de empresas pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 610 milhões, líquido do caixa adquirido; (iv) geração de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 1.136 devido novas captações e pagamentos de dividendos.

### Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 2.269 milhões em 2012, que representa 7,3% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 394 milhões, devido basicamente o aumento das vendas (faturamento do mês de Dez/2012 comparado com Dez/2011). Não houve variação relevante comparando 2011 a 2010.

### Créditos e Débitos fiscais diferidos:

Analisando os créditos e débitos fiscais diferidos em conjunto, a variação de 2011 para 2012 foi de R\$ 24 milhões de um saldo ativo líquido em 2012 de R\$ 163 milhões, não sendo variação relevante.

A variação de 2010 para 2011 foi de uma redução no ativo líquido no montante de R\$ 767 milhões, devido basicamente a constituição de débito fiscal diferido em função da combinação de negócios da CPFL Renováveis.

### Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 2.343 milhões em 2012, que representa 7,5% do total do ativo, e de R\$ 1.377 milhões em 2011, que representa 5,0% do total do ativo, apresentou aumento de R\$ 966 milhões e R\$ 442 milhões, respectivamente, devido basicamente aquisições de infraestrutura referente serviço de distribuição pelas controladas de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico.

### Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.612 milhões em 2012, que representa 30,9% do ativo total, apresentou um aumento de R\$ 1.320 milhões em comparação a 2011, decorrente basicamente dos investimentos em projetos em construção da CPFL Renováveis no valor de R\$ 1.520 milhões, compensado parcialmente pela redução de R\$ 212 milhões no consolidado da CPFL Geração, reflexo basicamente da depreciação do exercício.

O saldo de R\$ 8.292 milhões em 2011, que representa 30,2% do ativo total, apresentou um aumento de R\$ 2.506 milhões em comparação a 2010, decorrente basicamente do início da consolidação da CPFL Renováveis.

### Intangível:

O saldo de R\$ 9.535 milhões em 2012, que representa 30,7% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 608 milhões decorrente principalmente do aumento do direito de concessões na aquisição de combinação de negócios efetuado principalmente pela controlada CPFL Renováveis, no valor de R\$ 821 milhões (R\$ 681 líquido da amortização do ágio acumulada), (ii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 135 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, compensado pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício.

O saldo de R\$ 8.927 milhões em 2011, que representa 32,6% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 2.343 milhões decorrente principalmente (i) aumento do intangível adquirido em combinação de negócios, no valor de R\$ 2.262 em função à reestruturação societária da CPFL Renováveis, (ii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 285 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, compensado pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício.



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

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

Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%	2010	AV%
<b>CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	1.691	36,4%	5,4%	1.240	18,4%	4,5%	1.047	5,2%
Encargos de dívidas	143	0,5%	0,5%	142	250,2%	0,5%	41	0,2%
Encargos de debêntures	96	14,4%	0,3%	84	-29,2%	0,3%	118	0,6%
Empréstimos e financiamentos	1.558	73,9%	5,0%	896	54,9%	3,3%	579	2,9%
Debêntures	336	-36,7%	1,1%	531	-64,8%	1,9%	1.510	7,5%
Entidade de previdência privada	52	27,0%	0,2%	41	1,5%	0,1%	40	0,2%
Taxas regulamentares	114	-21,1%	0,4%	145	17,5%	0,5%	124	0,6%
Tributos e contribuições sociais	442	-8,4%	1,4%	483	6,1%	1,8%	455	2,3%
Dividendo e juros sobre capital próprio	27	8,2%	0,1%	25	3,0%	0,1%	24	0,1%
Obrigações estimadas com pessoal	73	2,5%	0,2%	71	20,6%	0,3%	59	0,3%
Derivativos	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	4	0,0%
Uso do bem público	30	5,9%	0,1%	29	66,2%	0,1%	17	0,1%
Outras contas a pagar	631	-22,4%	2,0%	813	98,0%	3,0%	411	2,0%
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.193</b>	<b>15,4%</b>	<b>16,7%</b>	<b>4.499</b>	<b>1,6%</b>	<b>16,4%</b>	<b>4.428</b>	<b>22,1%</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	4	100,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Encargos de dívidas	62	163,6%	0,2%	24	-19,0%	0,1%	29	0,1%
Empréstimos e financiamentos	9.036	22,4%	29,1%	7.382	50,1%	26,9%	4.918	24,5%
Debêntures	5.895	29,6%	19,0%	4.549	105,6%	16,6%	2.212	11,0%
Entidade de previdência privada	325	-21,5%	1,0%	415	-27,4%	1,5%	571	2,8%
Tributos e contribuições sociais	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	1	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.156	11,3%	3,7%	1.038	273,7%	3,8%	278	1,4%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	386	14,2%	1,2%	338	16,1%	1,2%	291	1,5%
Derivativos	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	8	0,0%
Uso do bem público	461	4,6%	1,5%	441	2,6%	1,6%	430	2,1%
Outras contas a pagar	149	-14,5%	0,5%	174	23,6%	0,6%	141	0,7%
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.475</b>	<b>21,7%</b>	<b>56,2%</b>	<b>14.361</b>	<b>61,7%</b>	<b>52,4%</b>	<b>8.879</b>	<b>44,3%</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
Capital social	4.793	0,0%	15,4%	4.793	0,0%	17,5%	4.793	23,9%
Reservas de capital	228	-0,7%	0,7%	230	100,0%	0,8%	-	0,0%
Reservas de lucros	556	12,4%	1,8%	495	18,3%	1,8%	419	2,1%
Reserva de retenção de lucros para investimento	327	100,0%	1,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Dividendo adicional Proposto	456	-39,9%	1,5%	758	56,1%	2,8%	486	2,4%
Reserva de retenção de lucros	536	-4,9%	1,7%	563	-7,7%	2,1%	610	3,0%
Lucros acumulados	-	-100,0%	0,0%	227	22,2%	0,8%	186	0,9%
	6.897	-2,4%	22,2%	7.067	8,8%	25,8%	6.494	32,4%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.510	1,7%	4,9%	1.485	480,3%	5,4%	256	1,3%
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.407</b>	<b>-1,7%</b>	<b>27,1%</b>	<b>8.553</b>	<b>26,7%</b>	<b>31,2%</b>	<b>6.750</b>	<b>33,7%</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>31.076</b>	<b>13,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>27.413</b>	<b>36,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>20.057</b>	<b>100,0%</b>

#### Fornecedores:

O saldo de R\$ 1.691 milhões em 2012, que representa 5,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 451 milhões em comparação a 2011, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada e encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica, conforme comentado no item abaixo, e (ii) aumento em fornecedores de materiais e serviços em função das atividades da CPFL Renováveis (R\$ 24 milhões), óleo combustível para as termoeletricas da controlada Epasa (R\$ 85 milhões), e aquisição de crédito de ICMS pela controlada CPFL Paulista (R\$ 64 milhões). Não há variação relevante comparando 2011 a 2010.

#### Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 17.126 milhões em 2012, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 55,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 3.518 milhões comparado com 2011, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.294 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, provisão de encargos no montante de R\$ 1.069 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 1.885 milhões.

O saldo de R\$ 13.608 milhões em 2011, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 49,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 4.201 milhões comparado com 2010, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 5.537 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, provisão de encargos no montante de R\$ 1.030 milhões, início da consolidação da CPFL Renováveis no montante de R\$ 909 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 3.158 milhões.

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

As principais captações de 2012, 2011 e 2010 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras e na alínea (F) desta seção 10.1.

### Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 230 milhões em 2011, que representa 0,8% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em 2011 em consequência à combinação de negócios da CPFL Renováveis.

### Reserva de Lucros:

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

### Reserva de Retenção de Lucros para Investimento e Lucros Acumulados:

Em 2012 foi constituído Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, no montante de R\$ 327 milhões, referente à atualização do ativo financeiro que passou a ser contabilizada no Resultado do Exercício, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização que será no final da concessão. Neste sentido, nós propusemos esta retenção como reserva de retenção de lucros para investimento, suportada por orçamento de capital conforme artigo 196 da Lei 6.404/76. Em 2010 (R\$ 186 milhões acumulado) e em 2011 (R\$ 41 milhões) foi registrado em Lucros Acumulados.

### Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%	2010
<b>Receita operacional</b>	<b>21.422</b>	13,5%	142,3%	<b>18.866</b>	7,5%	147,8%	<b>17.557</b>
Fornecimento de energia elétrica	16.051	8,0%	106,6%	14.866	6,7%	116,5%	13.930
Suprimento de energia elétrica	2.264	74,4%	15,0%	1.298	8,5%	10,2%	1.196
Receita de construção de infraestrutura da concessão	1.352	19,6%	9,0%	1.130	8,3%	8,9%	1.044
Outras receitas operacionais	1.756	11,7%	11,7%	1.572	13,4%	12,3%	1.387
Deduções da receita operacional	(6.367)	4,3%	-42,3%	(6.102)	10,3%	-47,8%	(5.533)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>15.055</b>	17,9%	100,0%	<b>12.764</b>	6,2%	100,0%	<b>12.024</b>
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(7.726)</b>	24,2%	-51,3%	<b>(6.221)</b>	0,0%	-48,7%	<b>(6.222)</b>
Energia comprada para revenda	(6.152)	25,4%	-40,9%	(4.907)	-2,9%	-38,4%	(5.050)
Encargo de uso do sist transm distrib	(1.574)	19,6%	-10,5%	(1.314)	12,3%	-10,3%	(1.172)
<b>Despesa operacional</b>	<b>(4.558)</b>	30,5%	-30,3%	<b>(3.493)</b>	14,1%	-27,4%	<b>(3.062)</b>
Pessoal	(707)	0,4%	-4,7%	(704)	18,6%	-5,5%	(594)
Entidade de previdência privada	16	-80,3%	0,1%	83	2,9%	0,6%	81
Material	(218)	129,6%	-1,4%	(95)	17,6%	-0,7%	(81)
Serviço de terceiros	(555)	4,5%	-3,7%	(531)	13,6%	-4,2%	(467)
Depreciação/amortização	(841)	36,6%	-5,6%	(616)	20,9%	-4,8%	(509)
Amortização de intangível de concessão	(286)	54,2%	-1,9%	(185)	1,5%	-1,5%	(183)
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(1.352)	19,6%	-9,0%	(1.130)	8,3%	-8,9%	(1.044)
Outros	(616)	95,9%	-4,1%	(315)	18,5%	-2,5%	(265)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>2.771</b>	-9,2%	18,4%	<b>3.051</b>	11,4%	23,9%	<b>2.739</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(768)</b>	22,7%	-5,1%	<b>(625)</b>	130,5%	-4,9%	<b>(271)</b>
Receitas financeiras	720	-5,4%	4,8%	761	34,6%	6,0%	566
Despesas financeiras	(1.488)	7,3%	-9,9%	(1.387)	65,7%	-10,9%	(837)
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>2.003</b>	-17,4%	13,3%	<b>2.425</b>	-1,7%	19,0%	<b>2.468</b>
Contribuição social	(199)	-7,7%	-1,3%	(216)	-5,8%	-1,7%	(229)
Imposto de renda	(548)	-6,4%	-3,6%	(585)	-6,3%	-4,6%	(625)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.257</b>	-22,6%	8,3%	<b>1.624</b>	0,6%	12,7%	<b>1.615</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.226	-22,0%	8,1%	1.572	-1,4%	12,3%	1.595
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	31	-40,7%	0,2%	52	159,9%	0,4%	20

### 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 2012, 2011 e 2010.

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

	2012			2011			2010	
	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh
<b>Receita Operacional Líquida</b>								
Residencial	6,632	14,567	10.9%	5,979	13,626	10.4%	5,417	12,983
Industrial	4,086	14,536	-1.0%	4,128	14,718	0.1%	4,124	15,413
Comercial	3,389	8,714	9.8%	3,086	8,140	10.4%	2,795	7,695
Rural	493	2,093	8.9%	452	1,991	4.1%	435	2,100
Poderes Públicos	451	1,220	7.3%	420	1,154	9.3%	385	1,112
Iluminação Pública	345	1,525	4.9%	329	1,495	8.2%	304	1,444
Serviço Público	543	1,864	6.2%	512	1,823	8.8%	470	1,742
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(25)	-	-100.0%	-	-	0.0%	-	-
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>15,914</b>	<b>44,519</b>	<b>6.8%</b>	<b>14,907</b>	<b>42,946</b>	<b>7.0%</b>	<b>13,929</b>	<b>42,489</b>
Consumo Próprio	-	33	-	-	33	-	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	137		-436.6%	(41)		-3219.0%	1	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	0		-94.4%	0		157.4%	0	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(7,558)		4.8%	(7,214)		23.5%	(5,844)	
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>8,493</b>	<b>44,552</b>	<b>11.0%</b>	<b>7,652</b>	<b>42,979</b>	<b>-5.4%</b>	<b>8,087</b>	<b>42,522</b>
Furnas Centrais Elétricas S.A.	412	3,034	6.5%	387	3,026	11.3%	347	3,026
Energia Elétrica de Curto Prazo	233	2,675	157.8%	90	4,279	-22.8%	117	4,279
Outras Concessionárias e Permissionárias	1,619	9,505	97.2%	821	6,832	12.2%	731	6,832
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>2,264</b>	<b>15,214</b>	<b>74.4%</b>	<b>1,298</b>	<b>14,137</b>	<b>8.5%</b>	<b>1,196</b>	<b>14,137</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	7,558		4.8%	7,214		23.5%	5,844	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	1,405		6.3%	1,321		17.1%	1,128	
Receita Disp. Rede Elétrica - TUSD	8,963		5.0%	8,535		22.4%	6,971	
Receita de Construção	1,352		19.6%	1,130		8.3%	1,044	
Outras Receitas e Rendas	352		40.2%	251		-3.0%	259	
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>10,666</b>		<b>7.6%</b>	<b>9,916</b>		<b>19.8%</b>	<b>8,274</b>	
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>21,422</b>		<b>13.4%</b>	<b>18,896</b>		<b>7.6%</b>	<b>17,557</b>	
ICMS	(3,179)		7.1%	(2,968)		8.8%	(2,728)	
PIS	(298)		5.3%	(283)		6.6%	(265)	
COFINS	(1,369)		5.1%	(1,303)		6.4%	(1,225)	
ISS	(5)		-2.1%	(5)		30.8%	(4)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(101)		40.4%	(72)		33.4%	(54)	
Conta Cons Combustível - CCC	(598)		-18.9%	(737)		24.2%	(594)	
Conta Desenv Energético - CDE	(584)		11.3%	(525)		11.4%	(471)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(155)		7.8%	(144)		6.8%	(135)	
PROINFA	(78)		19.6%	(65)		14.4%	(57)	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	(0)		-93.7%	(0)		173.6%	(0)	
IPI	(0)		298.7%	(0)		-100.0%	-	
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(6,367)</b>		<b>4.3%</b>	<b>(6,102)</b>		<b>10.3%</b>	<b>(5,533)</b>	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>15,055</b>		<b>17.7%</b>	<b>12,794</b>		<b>6.4%</b>	<b>12,024</b>	

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

A Receita Operacional Bruta em 2012 foi de R\$ 21.422 milhões, representando um aumento de 13,4% (R\$ 2.526 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 6,8% (R\$ 1.008 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: (i) aumento de 3,0% (R\$ 445 milhões) nas tarifas médias praticadas e aumento de 3,7% (R\$ 562 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 74,4% (R\$ 966 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente por (i) CPFL Renováveis (R\$ 602 milhões), em função de aquisição de empresas, principalmente Jantus e Santa Luzia e a entrada em operação das usinas CPFL Bio Ipê em maio/2012, CPFL Bio Pedra em junho/2012, parques eólicos de Santa Clara em julho/2012, Usina Ester em outubro/2012 e outras, (ii) aumento na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 143 milhões), apesar da redução na quantidade vendida, houve aumento no preço médio, (iii) aumento na venda de outras concessionárias e permissionárias no valor de R\$ 196 milhões, decorrente do aumento de 16,2% no volume da energia vendida e de 10,4% no preço médio.

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

- Aumento de 15,0% (R\$ 405 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente ao aumento de (i) R\$ 91 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica –TUSD em virtude da migração de consumidores para o mercado livre, (ii) aumento de R\$ 26 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda ressarcida pelos recursos do CDE, e (iii) R\$ 222 milhões na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado no custo operacional.

### Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2012 foram de R\$ 6.367 milhões, apresentando um aumento de 4,3% (R\$ 265 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,1% (R\$ 211 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do crescimento do fornecimento faturado;
- Aumento de 5,1% (R\$ 81 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas, compensado pelo efeito da contabilização dos créditos sobre amortização do intangível de infraestrutura de distribuição no montante de R\$ 113 milhões. Em 2011 os créditos de PIS e COFINS sobre essas amortizações eram registrados na linha de Despesa de Depreciação e Amortização, e em 2012 estão registrados na linha de Deduções da Receita para melhor adequação contábil;
- Referente os Encargos Setoriais, redução de 3,8% (R\$ 51 milhões), sendo as principais variações (i) Conta de Consumo de Combustível – CCC (redução de R\$ 139 milhões), (ii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (aumento de R\$ 59 milhões), e (iii) Reserva Global De Reversão – RGR (aumento R\$ 29 milhões).

### Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2011, comparado com 2010:

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2011 foi de R\$ 18.896 milhões, representando um aumento de 7,6% (R\$ 1.339 milhões) comparado com 2010. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,0% (R\$ 978 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: (i) aumento de 5,9% (R\$ 819 milhões) nas tarifas médias praticadas e aumento de 1,1% (R\$ 159 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Redução de R\$ 42 milhões no fornecimento não faturado em consequência do aumento no número de dias de faturamento;
- Aumento de 8,5% (R\$ 102 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo aumento de 11,0% no volume da energia vendida;
- Aumento de 11,2% (R\$ 272 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente ao aumento de (i) R\$ 193 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica –TUSD em virtude da migração de consumidores para o mercado livre, e (ii) R\$ 86 milhões na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na custo operacional.

### Deduções da Receita Operacional:

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

As Deduções da Receita Operacional em 2011 foram de R\$ 6.102 milhões, apresentando um aumento de 10,3% (R\$ 569 milhões) comparado com 2010. Os principais fatores desta variação foram decorrentes (i) do crescimento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas, e (ii) aumento de R\$ 215 milhões nos Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão – RGR (R\$ 18 milhões), Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 143 milhões) e Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 54 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 2012, comparado com 2011:

O Custo com Energia Elétrica em 2012 totalizou R\$ 7.726 milhões, representando um aumento de 24,2% (R\$ 1.505 milhões) comparado com 2011.

#### Energia Elétrica Comprada para Revenda:

O custo da energia elétrica comprada para revenda aumentou 25,4% (R\$1.245 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:

Aumento de 19,8% (R\$ 261 milhões) nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição devido principalmente aos Encargos de Rede Básica (R\$ 143 milhões) devido a reajuste de transmissoras, Encargos de Energia de Reserva (R\$ 51 milhões) e Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 66 milhões).

### Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2011, comparado com 2010:

O Custo com Energia Elétrica em 2011 totalizou R\$ 6.221 milhões, não apresentando variação quando comparado com 2010.

#### Energia Elétrica Comprada para Revenda:

O montante de energia elétrica comprada para revenda em 2011 foi de R\$ 4.907 milhões, representando uma redução de 2,8% (R\$ 143 milhões), justificado pela (i) redução do preço médio de 8,9%, reflexo da redução de 51,7% no preço médio da energia comprada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e da redução de 3,8% no preço médio na compra de Itaipu, compensado parcialmente pelo (ii) aumento de 6,6% no volume de energia comprada.

#### Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 12,1% (R\$ 141 milhões) nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição devido principalmente (i) aos Encargos de Rede Básica (R\$ 120 milhões) devido a reajuste de transmissoras, (ii) Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (R\$ 12 milhões), e (iii) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 13 milhões).

### Custos e Despesas Operacionais:

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

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.558 milhões, um aumento de 30,5% (R\$ 1.066 milhões) quando comparado com 2011. Esta variação deve-se principalmente a:

- Redução da receita de "Entidade de Previdência Privada" de 80,3% (R\$ 67 milhões) em

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

função dos resultados dos cálculos atuariais para o exercício de 2012;

- Aumento de 129,6% (R\$ 123 milhões) nas despesas de material devido principalmente os gastos com óleo combustível pela controlada indireta Epasa, em função do acionamento das usinas termoeletricas;
- Aumento de 36,6% (R\$ 225 milhões) nas despesas com depreciação e amortização devido basicamente (i) ao efeito da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 142 milhões); (ii) alteração na contabilização do crédito de PIS/COFINS (R\$ 55 milhões contabilizado em depreciação e amortização em 2011), conforme já comentado no item de Deduções da Receita Operacional; (iii) aumento da amortização e depreciação sobre novos investimentos compensados parcialmente pela alteração das taxas de depreciação estipuladas pelo órgão regulador em 2012;
- Aumento da amortização de intangível de concessão de 54,2% (R\$ 101 milhões), devido basicamente à amortização do intangível de concessão gerado nas combinações de negócios ocorridas na CPFL Renováveis no segundo semestre de 2011 e em 2012;
- Aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão de 19,6% (R\$ 222 milhões), devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 95,9% (R\$ 302 milhões) em Outras Despesas, principalmente pelo (i) aumento de R\$ 93 milhões em Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, devido a mudança de estimativa, (ii) aumento de R\$ 128 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, e (iii) aumento de R\$ 50 milhões na alienação, desativação e outros de ativo não circulante, devido principalmente a baixa de ativos nas controladas de distribuição (R\$ 45 milhões), em função dos inventários físicos efetuados para a implantação do MCPSE (Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico).

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2011, comparado com 2010:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 3.493 milhões, um aumento de 14,1% (R\$ 431 milhões) quando comparado com 2010. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 18,6% (R\$ 110 milhões) em Pessoal devido principalmente (i) R\$ 51 milhões em função do programa de aposentadoria incentivada em 2011, (ii) R\$ 21 milhões em função do início da consolidação da CPFL Renováveis, e (iii) reajuste dos salários principalmente em função do Acordo Coletivo;
- Aumento de 13,6% (R\$ 64 milhões) em Serviços de Terceiros, devido principalmente (i) R\$ 7 milhões referente os gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09, e (ii) R\$ 41 milhões em função do início da consolidação da CPFL Renováveis.
- Aumento de 20,9% (R\$ 107 milhões) em Depreciação e Amortização, devido basicamente (i) ao efeito da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 36 milhões), e (ii) a entrada em operação da Usina Foz do Chapecó (R\$ 55 milhões) em outubro de 2010 e março de 2011, e da Epasa (R\$ 12 milhões) em dezembro de 2010 para a UTE Termonordeste e janeiro de 2011 para a UTE Termoparaíba.
- Aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão de 8,3% (R\$ 86 milhões), devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 18,5% (R\$ 49 milhões) em Outras Despesas, principalmente pelo aumento de R\$ 54 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações em função da Reversão

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

de Provisões em 2010 relacionadas a discussão envolvendo a Majoração do PIS/COFINS (R\$ 40 milhões) da controlada CPFL Paulista e da provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 9 milhões).

### Resultado financeiro:

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

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 768 milhões em 2012, representando um aumento na despesa de R\$ 142 milhões, comparado com 2011. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 5,4% (R\$ 41 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 145 milhões no rendimento de aplicação financeira, parcialmente compensado pelo (ii) aumento de R\$ 96 milhões na atualização do ativo financeiro, e (iii) atualização financeira de outros ativos;
- Aumento nas despesas financeiras de 7,3% (R\$ 101 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 93 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 (iii) aumento em despesas com juros e multas sobre no valor de R\$ 28 milhões referente pagamento de incorporação de rede na controlada CPFL Paulista.

#### Principais variações do Resultado Financeiro de 2011, comparado com 2010:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 625 milhões em 2011, representando um aumento na despesa de R\$ 354 milhões, comparado com 2010. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 130,5% (R\$ 196 milhões) decorrente basicamente do rendimento de aplicação financeira;
- Aumento nas despesas financeiras de 34,6% (R\$ 550 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 422 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, em função da variação dos indexadores da dívida, em especial o CDI (18,9%) e do maior endividamento, (ii) aumento de R\$ 26 milhões na despesa de UBP das controladas da CPFL Geração, (iii) redução de R\$ 94 milhões nos juros capitalizados, devido à entrada em operação de Foz do Chapecó a partir de outubro de 2010, Epasa a partir de dezembro 2010 e Bioenergia a partir de agosto de 2010.

**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, em 2011 nós criamos um segmento operacional separado 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. Em 1º de janeiro de 2012, iniciamos a análise do segmento de serviços de forma segregada, e conforme mencionado na nota explicativa 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas, apresentamos cinco segmentos de operações: distribuição, geração por fontes convencionais, geração por fontes renováveis, comercialização e serviços. Devido ao fato de não haver informação disponível no segmento de geração por fontes renováveis para o primeiro semestre de 2011, as informações financeiras relativas ao nosso segmento de fontes renováveis para o período anterior não são comparáveis a 2011. Além disso, como temos analisado separadamente nossas atividades de comercialização e serviços, as informações de 2011 para ambos os segmentos são apresentadas de forma separada para fins de comparação. Assim, a discussão abaixo foca nos segmentos de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços.

A rentabilidade de cada um de nossos segmentos é diferenciada. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia de acordo com fatores externos como clima, nível de renda e crescimento econômico. Este segmento representa 82,3% da nossa receita operacional líquida, mas a sua contribuição ao lucro líquido é menor. Em 2012, 69,9% do nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de distribuição (em 2011, foi 71,0%).

Nossos segmentos de geração (convencionais e renováveis), comercialização e serviços atualmente representam um percentual pequeno de nossa receita líquida: 8,8%, 8,5% e 0,3% em 2012, 5,5%, 7,1% e 0,8% em 2011, respectivamente. Porém, a contribuição dos nossos segmentos de geração (convencionais e renováveis), comercialização e serviços no nosso lucro líquido foi maior (28,2%, 8,1% e 2,1%, respectivamente).

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de projetos de hidrelétricas, e o nosso segmento de geração por 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. Quando 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 também com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2012, nosso segmento de geração por fontes convencionais representou 39,6% 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 menor. Em 2012, 28,2% de nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de geração por fontes convencionais.

Nós temos reportado o nosso segmento de geração por fontes renováveis de acordo as regras IFRS desde 1º de agosto de 2011, como resultado de nossa associação com a ERSa e Jantus. Por esta razão, não temos informações financeiras comparativas para o período anterior a 1º de agosto de 2011, e as informações sobre resultados e operações relacionadas ao nosso segmento de geração por fontes renováveis foram incluídas nas informações sobre resultados e operações de nosso segmento de geração por fontes convencionais. Em 31 de dezembro de 2012, 15,2% do imobilizado de nosso segmento de geração por fontes renováveis estava em construção.



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

Até 31 de dezembro de 2011, nós apresentávamos nossas atividades do segmento de comercialização e serviços conjuntamente. A partir de 1º de janeiro de 2012, temos analisado estas atividades separadamente. Por esta razão, as informações de 2011 são apresentadas separadamente para mantermos a comparabilidade em relação ao segmento de serviços.

Nosso segmento de comercialização vende energia para Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias. Em 2012, 8,5% (9,8% em 2011) do nosso lucro líquido foi procedente das nossas atividades de comercialização.

Nosso segmento de serviços presta aos nossos clientes uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, o custo e confiabilidade de equipamentos. Em 2012, 1,8% (0,6% em 2011) do nosso lucro líquido foi procedente do nosso segmento de serviços.

Nossos segmentos também realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, nossos segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e de serviços, vendem energia e prestam serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações financeiras 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.

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 termoeletricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termoeletricas 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: 2012 em comparação com 2011

##### *Receita Operacional líquida*

Nossas receitas operacionais líquidas foram de R\$ 15.055 milhões em 2012, um aumento de 17,9% 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

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

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 Consumidores 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, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste conforme mostrado abaixo:

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 demonstrações consolidadas), os preços médios aumentaram 4,1% e 3,2%, respectivamente, 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 Consumidores Livres e outros descontos concedidos para determinados contratos.
- **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 conseqüente 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 0,8%), o qual se deve aos impactos diretos da desaceleração econômica mundial. Os consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição, que comprem 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\$ 2.264

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

milhões em 2012 (10,6% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 74,4% (R\$966 milhões) em relação a 2011. Este aumento ocorreu principalmente em função: (i) crescimento nas vendas de energia elétrica da CPFL Renováveis (R\$562 milhões); (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\$3.108 milhões em 2012 (20,6% das nossas receitas operacionais líquidas), um aumento de 15,0% (R\$405 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 6,9% (R\$91 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, em virtude da migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) o aumento de R\$26 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda ressarcida pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – 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), PIS e COFINS (contribuições federais), e o programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos setoriais) são calculados com base na receita operacional bruta, enquanto que os demais encargos setoriais variam dependendo do efeito regulatório refletidos nas nossas tarifas. Em 2012, essas deduções, que representaram 29,7% de nossa receita operacional bruta em 2012 e 32,3% em 2011, foram de R\$6.367 milhões, um aumento de 4,3% (R\$265 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) 5,1% (R\$81 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\$27 milhões) dos encargos setoriais. Veja nota explicativa 26 das nossas demonstrações financeiras.

## **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 e renováveis)***

A receita líquida do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$2.431 milhões (R\$1.613 milhões do segmento de geração por fontes convencionais e R\$818 milhões do segmento de geração por fontes renováveis), um aumento de 50,0% (ou R\$811 milhões) quando comparado com R\$1.621

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

milhões em 2011. Este aumento reflete principalmente: (i) R\$647 milhões referente às vendas da CPFL Renováveis; (ii) aumento de 6,3% (ou R\$48 milhões) nas vendas da geração por fontes convencionais para as nossas distribuidoras, referente principalmente reajuste de preço; e (iii) aumento de R\$81 milhões devido acionamento de nossas usinas termoeletricas, Termonordeste e Termoparaíba (EPASA), pelo ONS.

### **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>1</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\$6.152 milhões em 2012 (50,1% dos nossos custos totais de operação e despesas de operação). Estes custos foram 25,4% (ou R\$1.245 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.

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

Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$1.574 milhões em 2012. Estes foram 19,8% (ou R\$261 milhões) maiores que em 2011 devido principalmente ao aumento de: (i) R\$143 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\$4.558 milhões em 2012, um aumento de 30,5% (ou R\$1.066 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 no consumo de combustível utilizado na geração de energia elétrica pela EPASA, no valor de R\$ 99 milhões, líquido dos créditos de PIS/COFINS; (iii) aumento das despesas de depreciação e amortização no montante de R\$ 225 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

---

<sup>1</sup> CPFL Nect é a antiga Chumpitaz Serviços S.A.

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

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 12 e 13 de nossas demonstrações financeiras; (iv) 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; (v) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações no montante de R\$ 128 milhões; (vi) aumento em perda na alienação, desativação e outros ativos não circulante em R\$50 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); (vii) redução com o reconhecimento das receitas líquidas com entidade de previdência privada no valor de R\$ 67 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\$2.771 milhões em 2012, 9,2% (ou R\$279 milhões) menor que em 2011 devido ao aumento de 26,5% (ou R\$2.571 milhões) nas despesas operacionais e custos de serviços de energia elétrica, compensado pelo aumento de 17,9% (ou R\$2.291 milhões) das nossas receitas líquidas.

### **CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO**

#### ***Distribuição***

O resultado do serviço do nosso segmento de distribuição foi de R\$ 1.422 milhões em 2012 apresentando uma queda de 26,0% (ou R\$500 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 20,2% (ou R\$1.849 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 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\$3.454 milhões, um aumento de 21,1% (ou R\$601 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) redução das receitas líquidas com entidade de previdência privada no valor de R\$ 66 milhões, em função dos cálculos atuariais para o exercício 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).

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

### ***Geração (fontes convencionais e renováveis)***

O resultado operacional do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$1.096 milhões (R\$881 milhões de geração por fontes convencionais e R\$215 milhões de geração por fontes renováveis), um aumento de 22,6% (ou R\$202 milhões) comparado com 2011. Este aumento refletiu o crescimento de 50,0% (ou R\$ 811 milhões) das receitas operacionais líquidas, o qual foi parcialmente compensado por (i) R\$479 milhões de aumento nos custos e despesas da CPFL Renováveis, (ii) aumento nas despesas com combustíveis de R\$99 milhões devido acionamento de usina termoeletrica pelo segmento de geração convencional, e (iii) aumento de R\$33 milhões na energia comprada, principalmente devido às secas nas bacias onde nossas hidrelétricas estão localizadas, resultando na redução da energia gerada, levando-nos a comprar energia no MRE, aumentando assim em 140,1% a quantidade de energia comprada.

### ***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\$768 milhões em 2012, em comparação com R\$625 milhões em 2011. O aumento de 22,7% (ou R\$142 milhões) é principalmente função da redução nas receitas financeiras de 5,4% (R\$ 41 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 145 milhões no rendimento de aplicação financeira, parcialmente compensado pelo (ii) aumento de R\$ 96 milhões na atualização do ativo financeiro, e (iii) atualização financeira de outros ativos; e, do aumento nas despesas financeiras de 7,3% (R\$ 101 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 93 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 (iii) aumento em despesas com juros e multas sobre no valor de R\$ 28 milhões referente pagamento de incorporação de rede na controlada CPFL Paulista.

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 14.691 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 28,5% (ou R\$73 milhões), para R\$183 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.

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

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$747 milhões em 2012, comparadas com R\$801 milhões em 2011. A alíquota efetiva de 37,3% 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\$1.257 milhões, representando uma redução de 22,6% (ou R\$368 milhões), quando comparado com 2011.

### **LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO**

Em 2012, 69,9% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 28,2% do nosso segmento de geração (27,6% de geração por fontes convencionais e 0,6% de geração por fontes renováveis), 8,1% do nosso segmento de comercialização e 2,1% do nosso segmento de serviços.

#### ***Distribuição***

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2012 somou R\$878 milhões, uma redução de 23,8% (ou R\$274 milhões), comparado com 2011. A redução neste segmento foi devido principalmente pela queda de 26,0% (ou R\$500 milhões) do resultado do serviço, parcialmente compensada pela redução em R\$103 milhões nas despesas financeiras líquidas principalmente em função da atualização do ativo financeira da concessão (aumento de R\$96 milhões) e pela redução nas despesas com imposto de renda e contribuição social em R\$123 milhões.

#### ***Geração (fontes convencionais e renováveis)***

O lucro líquido do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$354 milhões (R\$346 milhões referente à geração por fontes convencionais e R\$8 milhões de geração por fontes renováveis), uma redução de 3,4% (ou R\$12 milhões) comparado a 2011. Este aumento foi um reflexo da melhora em 22,6% (ou R\$202 milhões) no resultado do serviço (R\$34 milhões em geração por fontes convencionais e R\$168 milhões em geração por fontes renováveis), compensado por um aumento de R\$167 milhões nas despesas financeiras líquidas (aumento de R\$220 milhões pelo segmento de geração por fontes renováveis e redução de R\$53 milhões pelo segmento de geração por fontes convencionais) e por um aumento de R\$47 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

#### ***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.

### **Resultados das Operações: 2011 em comparação com 2010**

Em 2011, os nossos resultados mostraram um progresso importante, refletindo em especial o ciclo de desenvolvimento que o Brasil está vivenciando, o potencial de crescimento do mercado interno brasileiro, que é refletido no aumento do consumo de energia nas nossas áreas de concessão de distribuição, os resultados da nossa estratégia de ampliar e diversificar nossos negócios.

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

### *Receita Operacional líquida*

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 12.764 milhões em 2011, um aumento de 6,2% quando comparado com 2010. Excluindo receitas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado devido aos custos correspondentes no mesmo valor), a receita operacional líquida seria de R\$11.634 milhões, um aumento de 6,0%, ou R\$654 milhões. O aumento das 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 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*

O Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 14.907 milhões em 2011, um aumento de 7,0% em comparação com 2010.

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). Os preços médios para Consumidores Finais em 2011 foram maiores em todas as categorias de consumidor:

- **Consumidores industriais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 81,2% da quantidade total vendida a essa categoria), os preços médios aumentaram em 4,8% e 4,3%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual. Com relação aos Consumidores Livres, os preços médios aumentaram em 18,2% e 16,7%, respectivamente.
- **Consumidores residenciais.** Os preços médios aumentaram em 5,2% principalmente devido a reajustes tarifários.

O aumento das vendas em 2011 refletiu o dinamismo econômico para os consumidores residenciais e comerciais, demonstrando um crescimento mais modesto da atividade econômica por parte da indústria, reflexo do aumento do PIB industrial de 1,6% (abaixo do crescimento total de 2,7%). A quantidade vendida aos consumidores residenciais e comerciais aumentou 4,9% e 5,9%, respectivamente. A quantidade vendida para os consumidores industriais diminuiu 4,5%, refletindo uma queda de 7,5% nas vendas para Consumidores Finais cativos, que foi parcialmente compensada por um aumento de 8,7% nas vendas do mercado livre. 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 receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$ 1.298 milhões em 2011 (6,9% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 8,5% em relação a 2010. O aumento ocorreu em função de um aumento de 11,0% na quantidade vendida, parcialmente compensado pela queda de 2,2% no preço médio.

### *Outras Receitas Operacionais*



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

Nossas outras receitas operacionais brutas foram de R\$1.572 milhões em 2011 (12,3% das nossas receitas operacionais líquidas), comparado com R\$1.387 milhões em 2010. O aumento foi principalmente devido ao aumento na cobrança de TUSD dos nossos Consumidores Livres.

### *Deduções da receita operacional*

Deduzimos determinados impostos e encargos setoriais de nossas receitas operacionais brutas para calcular a receita líquida. Exemplos desses impostos são o ICMS, um imposto estadual, e o PIS e COFINS, impostos federais. Essas deduções representaram 32,3% de nossa receita operacional bruta em 2011 e 31,5% em 2010. A maioria destes impostos e taxas são calculados com base na receita operacional bruta, enquanto outros variam dependendo do efeito regulatório refletidos nas nossas tarifas. Veja nota explicativa 27 das nossas demonstrações financeiras.

## **VENDAS POR SEGMENTO**

### ***Distribuição***

As receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição em 2011 somaram R\$11.066 milhões, um aumento de 5,5% comparado a R\$10.485 milhões em 2010. Excluindo receitas relacionadas com a construção da infraestrutura de concessão (que foi totalmente compensado pelos custos de construção), as receitas operacionais líquidas seriam de R\$9.936 milhões, um aumento de 5,2%, ou R\$495 milhões. Este aumento foi principalmente devido a (i) ajustes de tarifa, que resultaram em um aumento médio de 6,4% e Fornecimento Faturado e 3,1% de aumento na quantidade vendida (R\$858 milhões), de receitas faturadas, (ii) um aumento de 17,6% ou R\$200 milhões nas receitas TUSD cobradas de Consumidores Livres, que foram parcialmente compensados por (i) um aumento de R\$295 milhões em impostos incidentes sobre receitas operacionais brutas, e (ii) um aumento de R\$197 milhões nas contribuições CCC e CDE.

### ***Geração***

A receita líquida do segmento de geração em 2011 somou R\$1.621 milhões, um aumento de 36,3% (R\$432 milhões) quando comparado com R\$1.189 milhões em 2010. Este aumento reflete principalmente a entrada em operação comercial de Foz do Chapecó em outubro de 2010 e das termelétricas Termonordeste e Termoparaíba em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente e o início da consolidação da CPFL Renováveis em agosto de 2011.

### ***Comercialização e serviços***

A receita líquida do segmento de comercialização em 2011 foi de R\$1.706 milhões, apresentando uma redução de 4,1% quando comparada com R\$1.779 milhões em 2010. Esta queda reflete primordialmente a queda na quantidade vendida de 13,3%, compensada parcialmente pelo aumento de 11,9% nos preços médios.

## **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\$4.907 milhões em 2011 (50,5% dos nossos custos totais de operação e despesas de operação). O custo foi 2,8% (R\$143 milhões) menor que em 2010, principalmente pela queda de 2,9% na quantidade comprada, em função da entrada em operação comercial de Foz do Chapecó e Epasa em outubro de 2010 e dezembro de 2010, respectivamente.

O custo da energia comprada de Itaipu por nossas distribuidoras foi 3,6% (R\$37 milhões) menor do que em 2010, devido à estabilidade de quantidade comprada e redução no preço. O preço médio da energia elétrica comprada de Itaipu, que representou 21,3% da quantidade comprada em 2011 foi em média 3,8% menor em 2011 do que em 2010, devido à queda 5,0% na taxa média de câmbio do dólar em 2011.

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

O custo da compra dos demais geradores diminuiu 2,6% (R\$119 milhões) em 2011 comparados a 2010, devido a um aumento de 1,1% nos preços médios, que foi compensado por uma queda de 3,7% na quantidade comprada destes fornecedores.

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

Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$1.314 milhões em 2011. Estes foram 12,1% (R\$141 milhões) maiores que em 2010 devido principalmente ao aumento de R\$120 milhões na Rede Básica, resultante do início das operações de Foz do Chapecó e Epasa em outubro de 2010 e dezembro de 2010, respectivamente.

### *Outros Custos e Despesas Operacionais*

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

Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$2.363 milhões em 2011, um aumento de 17,1% (R\$344 milhões) comparado a 2010. Isto foi devido principalmente aos seguintes eventos não recorrentes importantes: (i) implementação do nosso programa de aposentadoria incentivada em 2011, no valor agregado de R\$51 milhões, visando potenciais ganhos futuros; (ii) reversão de provisão de PIS/COFINS sobre encargos setoriais da CPFL Paulista no valor de R\$40 milhões; (iii) entrada em operação de Foz do Chapecó, Epasa e início da consolidação da CPFL Renováveis em outubro de 2010, dezembro de 2010 e agosto de 2011, respectivamente (R\$86 milhões); (iv) efeito negativo no item "perda/ganho com alienação de ativos" da CPFL Piratininga em 2011, decorrente de uma receita não-operacional obtida em 2010 com a venda de um imóvel em Santos (R\$ 11 milhões); e (v) aumento resultante da provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 10 milhões). Expurgando estes efeitos não recorrentes, o aumento de nossos custos e despesas operacionais seria de R\$144 milhões, ou 7,2% que reflete principalmente reajustes inflacionários.

### *Resultado do Serviço de energia elétrica*

Nosso resultado do serviço de energia elétrica foi de R\$3.051 milhões em 2011. Este foi 11,4% (R\$311 milhões) maior que em 2010 devido ao aumento de 6,2% (R\$740 milhões) das nossas receitas líquidas, compensado pelo aumento de 4,6% (R\$429 milhões) nas despesas operacionais e custos de serviços de energia elétrica.

## **CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO**

### *Distribuição*

O resultado do serviço do segmento de distribuição foi de R\$ 1.922 milhões em 2011 apresentando um aumento de 3,7% quando comparado com 2010. O resultado do serviço da distribuição refletiu o aumento de 5,5% na receita líquida, que foi parcialmente compensado por:

- **Custo com energia elétrica:** o custo com energia elétrica somou R\$ 6.290 milhões, um aumento de 4,4% quando comparado a 2010. Isso reflete um aumento de 2,1% na quantidade de energia comprada em 2011 em comparação com 2010, e um aumento de 2,3% nos preços médios devido aos reajustes de preços. Porém, este aumento não afeta significativamente nosso lucro operacional, uma vez que este está contemplado nas tarifas de 2011.
- **Despesas operacionais:** Nossos outros custos e despesas operacionais (outros que não custos de construção de infraestrutura de distribuição) do segmento de distribuição somaram R\$973 milhões, um aumento de 20,0% comparado com 2010. Este aumento foi principalmente devido a (i) aumentos salariais resultantes de negociações de acordos coletivos em 2010 e 2011 e a implementação do programa de aposentadoria incentivada, (ii) aumento de serviços de terceiros, e (iii) aumento em provisões para contingências relacionadas a processos judiciais, conforme comentado anteriormente.

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

### *Geração*

O resultado operacional do nosso segmento de geração em 2011 somou R\$895 milhões, um aumento de 45,3% comparado com 2010. Este aumento reflete o crescimento de 36,3% da receita líquida e o aumento de 26,7% em outros custos e despesas operacionais. A principal razão para o aumento no resultado do serviço do segmento foi o início das operações comerciais da hidrelétrica Foz do Chapecó em outubro de 2010 e das termoeletricas Termonordeste e Termoparaíba em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente. O início das operações destas unidades geradoras aumenta principalmente as despesas com depreciação e amortização, que somadas ao impacto da consolidação da CPFL Renováveis fechou em R\$107 milhões.

### *Comercialização e serviços*

O resultado do serviço do segmento de comercialização e serviços foi de R\$264 milhões em 2011, uma queda de 12,9% (R\$39 milhões) quando comparado com 2010. Esta redução foi principalmente devido à redução de 4,1%, ou R\$74 milhões, nas receitas líquidas, e um aumento de R\$29 milhões em outros custos operacionais, principalmente decorrentes da expansão dos negócios de prestação de serviços. A redução nas receitas líquidas e o aumento em outros custos operacionais foram parcialmente compensados por uma diminuição de 4,7% (R\$63 milhões) nos custos com energia elétrica (13,2% de redução na quantidade comprada, parcialmente compensado por um aumento de 9,8% no preço médio).

## **LUCRO LÍQUIDO POR NATUREZA**

### **Resultado Financeiro Líquido**

A despesa financeira líquida foi de R\$625 milhões em 2011, em comparação com R\$271 milhões em 2010. O aumento de R\$354 milhões é principalmente decorrente de: (i) o aumento no nível de nosso endividamento e índices financeiros mais elevados, (ii) diminuição de capitalização de juros devido ao início das operações da CPFL Bioenergia (em agosto de 2010), da hidrelétrica Foz do Chapecó (em outubro de 2010) e das termoeletricas Termonordeste e Termoparaíba (em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente), através da EPASA; (iii) diminuição de R\$19 milhões na atualização do ativo financeiro da concessão; e (iv) consolidação da CPFL Renováveis. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$200 milhões nas nossas receitas com aplicações financeiras devido ao aumento nos saldos médios de caixa e equivalentes de caixa.

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 11.857 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\$1.751 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, foram contratados swaps cambiais de longo prazo para uma parcela significativa dessa dívida. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 11,6% em 2011, comparado a 9,8% em 2010, e a TJLP permaneceu estável em 6,0% em 2010 e 2011.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$801 milhões em 2011, comparadas com R\$853 milhões em 2010. A alíquota efetiva de 33,0% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2011, aproximadamente igual à alíquota oficial de 34,0%.

### *Lucro Líquido do Exercício*

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2011 foi de R\$ 1.624 milhões, representando um leve aumento de 0,6%, ou R\$ 10 milhões, quando comparado com 2010.

## **LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO**

Em 2011, 71,0% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 22,7% do nosso segmento de geração e 9,8% do nosso segmento de comercialização e serviços. Nosso segmento "Outros" representaram uma perda líquida de 3,4%.

### **Distribuição**

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

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2011 somou R\$1.153 milhões, uma redução de 5,8%, ou R\$71 milhões, comparado com 2010. A redução neste segmento refletiu principalmente o aumento de R\$180 milhões nas despesas financeiras líquidas devido ao aumento do endividamento que foi parcialmente compensado por uma redução nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

### Geração

O lucro líquido do nosso segmento de geração em 2011 somou R\$368 milhões, um aumento de 43,1% comparado a 2010. Este aumento foi principalmente devido ao aumento de 36,3% na receita líquida, que foi parcialmente compensado por um aumento de R\$147 milhões nas despesas financeiras líquidas devido a novos financiamentos. O aumento no lucro reflete os efeitos da entrada em operação das novas usinas.

### Comercialização e Serviços

O lucro líquido do nosso segmento de comercialização e serviços em 2011 somou R\$160 milhões, uma redução de 22,5%, ou R\$46 milhões. A redução neste segmento refletiu (i) a diminuição de R\$39 milhões no lucro operacional, (ii) aumento de R\$29 milhões nas despesas financeiras líquidas, que foram parcialmente compensadas pela diminuição do imposto de renda (R\$20 milhões).

### ***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 2012, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 68,0% da quantidade de energia vendida e 70,2% da receita operacional. Em 2011, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 69,9% da quantidade de energia vendida e 75,5% da receita operacional, em comparação com 71,0% e 76,1% em 2010. 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 das subsidiárias de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2009. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
<b>2009</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	13,58%	2,81%	10,44%	10,69%	10,52%	10,58%	11,80%	11,01%
Componente s financeiros <sup>(2)</sup>	7,64%	3,17%	8,51%	13,40%	0,66%	2,36%	-0,16%	0,35%
Reposic. total	21,22%	5,98%	18,95%	24,09%	11,18%	12,94%	11,64%	11,36%
<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%
Componente s financeiros <sup>(2)</sup>	1,15%	1,52%	10,65%	8,19%	-0,17%	-6,89%	1,36%	-0,65%

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

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 financeiros <sup>(2)</sup>	1,27%	0,98%	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	5,43%	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
<b>2012</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	1,96%	7,71%	0,49%	4,36%	7,20%	-2,20%	-4,41%	-7,15%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	1,75%	1,08%	11,02%	3,74%	1,80%	2,28%	0,69%	0,05%
Reposic. total	3,71%	8,79%	11,51%	8,10%	9,00%	0,08%	-3,72%	-7,10%
<b>2013</b>								
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	(4)	(4)	(4)	12,14%	-1,83%	7,96%	7,21%	10,76%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	(4)	(4)	(4)	-2,82%	8,83%	-1,48%	-0,90%	-8,05%
Reposic. total	(4)	(4)	(4)	9,32%	7,00%	6,48%	6,31%	2,71%

(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. Vide nota explicativa 36 de nossas demonstrações financeiras

(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 metodologia prevista nesse aditivo foi aplicada aos reajustes tarifários que ocorreram em fevereiro de 2010, tornando definitivos os valores homologados para as oito distribuidoras do grupo.

**Revisões Periódicas**

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

	Primeiro ciclo		Segundo ciclo			
	Data do ajuste	Ajuste Econômico	Data do ajuste	Reposic. econômico	Compon. financeiros	Ajuste Econômico
CPFL Paulista.....	8 de abril de 2003	20,66%	8 de abril de 2008	-14,07%	0,07%	-14,00%
CPFL Piratininga.....	23 de outubro de 2003	10,14%	23 de outubro de 2007	-13,50%	0,73%	-12,77%
RGE .....	19 de abril de 2003	27,96%	19 de abril 2008	-8,11%	10,45%	2,34%
CPFL Santa Cruz .....	3 de fevereiro de 2004	17,14%	3 de fevereiro de 2008	-17,05%	2,64%	-14,41%
CPFL Mococa .....	3 de fevereiro de 2004	21,73%	3 de fevereiro de 2008	-10,41%	2,81%	-7,60%
CPFL Leste Paulista .....	3 de fevereiro de 2004	20,10%	3 de fevereiro de 2008	-3,22%	1,04%	-2,18%
CPFL Sul Paulista .....	3 de fevereiro de 2004	12,29%	3 de fevereiro de 2008	-4,59%	-0,60%	-5,19%
CPFL Jaguari.....	3 de fevereiro de 2004	-6,17%	3 de fevereiro de 2008	-3,79%	-1,38%	-5,17%
Terceiro ciclo						
	Data do ajuste	Ajuste Econômico				
CPFL Paulista .....	8 de abril de 2013	-				
CPFL Piratininga.....	23 de outubro de 2013	-4,45%				
RGE .....	19 de junho de 2013	-				
CPFL Santa Cruz .....	3 de fevereiro de 2012	4,36% <sup>(1)</sup>				
CPFL Mococa .....	3 de fevereiro de 2012	7,20% <sup>(1)</sup>				
CPFL Leste Paulista .....	3 de fevereiro de 2012	-2,20% <sup>(1)</sup>				

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

CPFL Sul Paulista .....	3 de fevereiro de 2012	-4,41% <sup>(1)</sup>
CPFL Jaguari.....	3 de fevereiro de 2012	-7,15% <sup>(1)</sup>

(1) Em função do atraso da ANEEL referente ao processo do terceiro ciclo de revisões periódicas, as revisões periódicas para CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foram concluídas em 3 de fevereiro de 2013, sem a avaliação pela ANEEL dos recursos administrativos das distribuidoras. Estes recursos serão avaliados pela Agência até fevereiro de 2014.

### *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. Nos anos de 2012, 2011 e 2010, aproximadamente 17,0%, 17,6% e 22,9% da quantidade de energia elétrica distribuída pela Companhia foi destinada a Consumidores Potencialmente Livres, respectivamente. 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 2012, foram adquiridos 60.252 GWh, em comparação a 50.853 GWh e 52.384 GWh em 2011 e 2010 respectivamente. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

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 2012, foram adquiridos 10.781 (17,9% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, 10.855 (21,3% do total comprado) e 10.835 GWh (20,7% do total comprado) em 2011 e 2010 respectivamente. 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. Em 2012, nossa capacidade instalada alcançou 2.961 MW. As geradoras CPFL Bioenergia, Foz do Chapecó e Termonordeste iniciaram suas operações em agosto, outubro e dezembro de 2010,

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

respectivamente. Em julho de 2010, adquirimos o parque eólico Campo dos Ventos II e o Complexo Campos dos Ventos no Rio Grande do Norte, cujas operações estão programadas para iniciar em 2013 e 2016, respectivamente. Em 2011 as termoeletricas Termoparaíba, CPFL Bio Formosa e CPFL Bio Buriti, bem como a quarta unidade geradora da Foz do Chapecó, iniciaram suas operações. Em fevereiro de 2012, foi iniciada a construção das termoeletricas movidas a biomassa da CPFL Bio Alvorada e da CPFL Bio Coopcana, esperamos que suas operações se iniciem em 2013. Em 2012, concluímos também a aquisição dos parques eólicos Atlântica e Bons Ventos em março e junho, respectivamente. Em 2012, também concluímos a aquisição da usina termoeletrica Ester em 18 de outubro de 2012. As operações das usinas termoeletricas Bio Ipê e da Bio Pedra foram iniciadas em 17 de maio de 2012 e 31 de maio de 2012, respectivamente. A usina de energia solar Tanquinho e a pequena central hidroeletrica Salto Góes iniciaram suas operações em 27 de novembro de 2012 e 28 de dezembro de 2012, respectivamente. Além disso, os parques eólicos do complexo Santa Clara estão prontos para iniciar a geração de energia (embora a construção da linha de transmissão não esteja concluída). Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. As operações dos parques eólicos de Macacos I e de São Benedito estão previstas para iniciarem em 2013 e 2016, respectivamente. Como resultado dos nossos projetos de geração de energia elétrica em andamento, nossa capacidade instalada aumentará em 12% (o que representa 3.327 MW) até 2016. A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa comercializadora CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e licenciadas (inclusive nossas subsidiárias). Veja "O Setor Elétrico Brasileiro - O Ambiente de Contratação Livre" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

### *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 as normas internacionais de contabilidade (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, consequentemente, 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. A conjuntura econômica brasileira caracteriza-se por significativas variações nos índices de crescimento econômico, que foi muito lento de 2001 a 2003, apresentando recuperação desde 2004. Essa tendência foi interrompida pela crise financeira internacional em 2009. Em 2010, o cenário econômico brasileiro vivenciou um forte crescimento com a recuperação após a crise financeira internacional de 2008/2009. Em 2011, os problemas econômicos internacionais, principalmente na Zona do Euro, refletiram em uma desaceleração do crescimento econômico brasileiro. Em 2012, a atividade econômica brasileira continuou a ser afetada pelo cenário internacional desfavorável e a performance industrial mostrou resultados moderados. No entanto, lucro e empregabilidade favorecidos pelo mercado doméstico, apresentaram bons resultados em 2012.

A tabela abaixo mostra a inflação, a mudança no produto interno bruto real e a variação no valor do

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

Real face ao dólar norte-americano para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro</b>		
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Inflação (IGP-M) <sup>(1)</sup>	7,8%	5,1%	11,3%
Inflação (IPCA) <sup>(2)</sup>	5,8%	6,5%	5,9%
Crescimento (retração) no Produto Interno Bruto real	0,9%	2,7%	7,5%
Depreciação (apreciação) do real x U.S. dólar	9,4%	12,6%	-4,3%
Taxa de câmbio no fim do período - US\$1.00	R\$2,044	R\$1,876	R\$1,666
Taxa de câmbio média - US\$1.00 <sup>(3)</sup>	R\$1,958	R\$1,671	R\$1,759

*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 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.

Alguns fatores externos podem afetar significativamente os nossos negócios, dependendo da categoria de consumidores:

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



**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 2011, a partir de 1º de agosto, com a associação com a ERSa e aquisição das ações da Jantus, descritas nas notas 1 e 13 de nossas demonstrações financeiras, a Administração passou a analisar estas operações de forma segregada, e portanto foi criado um novo segmento operacional para segregar as atividades relacionadas a energias renováveis das atividades relacionadas a energias por fontes convencionais. Desta forma, as análises de segmentos em 2011 ainda consideram o segmento de energia renovável sendo contemplado pelo segmento de geração, uma vez que os comentários devem ser base comparativa.

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

Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A. ("Atlântica I"), Atlântica II Parque Eólico S.A. ("Atlântica II"), Atlântica IV Parque Eólico S.A. ("Atlântica IV") e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Atlântica V"). Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V possuem autorização para produzir energia de fontes eólicas como produtores independentes por um prazo de 35 anos. Esses parques eólicos estão localizados no Estado do Rio Grande do Sul e possuem capacidade instalada total de 120 MW, todos certificados e vendidos no leilão de fontes alternativas de energia realizado em agosto de 2010. A aquisição foi concluída em 23 de março de 2012.

Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Energias 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., uma subsidiária da Usina Açucareira Ester ("Usina Ester"). Uma média de 7MW de cogeração de energia da Usina Ester foram comercializados no leilão de fontes alternativas de 2007 (LFA), por um período de 15 anos e com um preço médio de venda de R\$177 por MWh (em janeiro de 2012). Os 2,8MW restantes de energia serão vendidos no mercado livre. A transferência do controle da SPE Lacenas para a subsidiária foi condicionada à aprovação da ANEEL, a qual foi obtida, tendo sido a aquisição concluída em 18 de outubro de 2012. O preço total de aquisição dos ativos após os ajustes previstos no contrato foi de R\$111,5 milhões, compreendendo: (i) R\$55,2 milhões pagos pelo comprador aos vendedores, e (ii) a assunção de uma dívida líquida de R\$56,3 milhões expressa no balanço da empresa adquirida.

Em 19 de junho de 2012, por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, adquirimos a totalidade do capital social da BVP S.A., subsidiária da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("Bons Ventos"). O valor total da aquisição foi de R\$1.095 milhões, envolvendo: (i) o pagamento aos vendedores do montante de R\$529 milhões, (ii) a assunção de uma dívida líquida no valor de R\$439 milhões, e (iii) R\$128 milhões para liquidação das debêntures emitidas pela Bons Ventos Geradora de Energia S.A.. A Bons Ventos possui uma autorização outorgada pela ANEEL para explorar as usinas eólicas Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 157,5 MW. Essas usinas eólicas estão localizadas no Estado do Ceará e estão em plena operação comercial. Toda a energia foi contratada com a Eletrobrás pelo prazo de vinte anos, no âmbito do Programa PROINFA (Programa de Incentivo de Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Conforme Fato Relevante publicado em 19 de junho de 2012, a ANEEL aprovou a transferência do controle da BVP para a CPFL Renováveis.

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

Em 27 de novembro de 2012, a usina de energia solar Tanquinho ("Tanquinho") iniciou suas operações. Tanquinho é a primeira usina de energia solar do estado de São Paulo e a maior do Brasil. Tanquinho 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 Energias Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e será a responsável pela gestão e operação da usina.

Em 19 de dezembro de 2012, celebramos um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior ("Acionista Controlador"), por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial ("Venda"), e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL ("Investimento"). A Venda e o Investimento estão sujeitos a determinadas condições, tais como (i) a aprovação pela ANEEL; (ii) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação pelos credores da Rede e outras companhias do grupo em reabilitação; (iv) aprovação por determinados credores e acionistas minoritários, nos termos dos respectivos contratos; e (v) respectivas aprovações societárias.

Em 7 de abril de 2011, a CPFL Energia S.A. celebrou um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Jantus. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Energia S.A. cedeu o Contrato de Compra e Venda para a CPFL Energias Renováveis. Para concluir a aquisição, nossa subsidiária CPFL Comercialização Brasil S.A. aportou fundos à CPFL Energias Renováveis. A operação contemplou a aquisição de: (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará com capacidade instalada de 210 MW e (ii) um conjunto de projetos de parques eólicos com capacidade total instalada de 732 MW nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais 412 MW já foram certificados e estão qualificados para participação nos próximos leilões de energia. A aquisição foi concluída em 19 de dezembro de 2012.

Em 19 de abril de 2011, firmamos um contrato com a Energias Renováveis S.A. ("ERSA") para combinar ativos e projetos relacionados a fontes de energia renovável (usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas). A operação envolveu: (i) a transferência de usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas anteriormente de propriedade e operadas pela CPFL Geração e CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil") para determinadas empresas, que posteriormente transferiram as usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas para uma holding (a "SMITA"); (ii) a organização da SMITA pela CPFL Geração e CPFL Brasil; (iii) a incorporação da Nova CPFL pela ERSA, da qual nós acabamos detendo uma participação de 54.4%; e (iv) a alteração da razão social da ERSA para CPFL Energia Renováveis S.A. ("CPFL Energias Renováveis"). As demonstrações financeiras da CPFL Energias Renováveis foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras consolidadas desde 1º de agosto de 2011. A operação foi ratificada pelos nossos acionistas em 19 de dezembro de 2011.

Em 17 de agosto de 2011, a controlada indireta CPFL Renováveis adquiriu a totalidade das ações representativas de 100% do capital social votante e total da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), que possui uma PCH em operação no Estado de Santa Catarina, com potência instalada de 28,5 MW e energia assegurada de 18,4 MW médios. Em 29 de dezembro de 2011, a Companhia concluiu a aquisição da Santa Luzia, tendo sido a transação liquidada em 4 de janeiro de 2012.

Em 2010 o Grupo venceu o Leilão Aneel nº 05/2010, de agosto de 2010, para comercialização do Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, e constituiu a CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra, para, em parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial, desenvolver projetos de geração movidos a biomassa de cana-de-açúcar.

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

### ***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.

As demonstrações financeiras de 2011 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"). Devido ao ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura, no momento da adoção inicial a infraestrutura de concessão que era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão passou a ser registrado da seguinte forma (i) um ativo intangível correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão. O valor do ativo financeiro da concessão foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado anualmente de acordo com a variação de seu valor justo. Até 2011, o reconhecimento era em contrapartida a outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

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

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

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

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

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

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

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

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

Resumo das peças contábeis que tiveram ajustes ou reclassificações imateriais, para uma melhor compreensão dos efeitos:

**i. Passivo e Patrimônio Líquido**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado					
	31/12/2011			01/01/2011		
	Apresentado	Reclassificação	Reclassificado	Apresentado	Reclassificação	Reclassificado
Circulante	4.499.437	-	4.499.437	4.428.323	-	4.428.323
Não circulante	14.361.110	-	14.361.110	8.878.819	-	8.878.819
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	4.793.424	-	4.793.424	4.793.424	-	4.793.424
Reservas de capital	229.956	-	229.956	16	-	16
Reserva legal	495.185	-	495.185	418.665	-	418.665
Dividendo	758.470	-	758.470	486.040	-	486.040
Resultado abrangente acumulado	790.123	(227.118)	563.005	795.563	(185.831)	609.732
Lucros acumulados	-	227.118	227.118	-	185.831	185.831
	7.067.157	-	7.067.157	6.493.708	-	6.493.708
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.485.352	-	1.485.352	255.948	-	255.948
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>8.552.510</b>	-	<b>8.552.510</b>	<b>6.749.656</b>	-	<b>6.749.656</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>27.413.058</b>	-	<b>27.413.058</b>	<b>20.056.797</b>	-	<b>20.056.797</b>

**ii. Demonstração do Resultado do Exercício**

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

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
Receita operacional líquida	12.764.028	-	12.764.028
Custo do serviço de energia elétrica	(8.517.566)	-	(8.517.566)
Lucro operacional bruto	4.246.463	-	4.246.463
Resultado do serviço	3.050.547	-	3.050.547
Resultado financeiro	(688.590)	63.212	(625.378)
Lucro antes dos tributos	2.361.957	63.212	2.425.169
Contribuição social	(209.872)	(5.644)	(215.516)
Imposto de renda	(569.701)	(15.679)	(585.379)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.582.384</b>	<b>41.889</b>	<b>1.624.273</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.530.403	41.889	1.572.292
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	51.981	-	51.981
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,59		1,63
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,59		1,63

**iii. Demonstração do Resultado Abrangente**

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
Lucro líquido do período	1.582.384	41.890	1.624.273
Outros resultados abrangentes			
Ativo financeiro da concessão			
- Ganho em instrumentos financeiros	63.212	(63.212)	-
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	(21.322)	21.322	-
<b>Resultado abrangente consolidado do período</b>	<b>1.624.274</b>	<b>-</b>	<b>1.624.273</b>
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.572.292		1.572.292
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	51.981		51.981

**iv. Demonstração do Fluxo de Caixa**

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
<b>Fluxo de caixa operacional</b>			
Lucro antes dos tributos	2.361.957	63.212	2.425.169
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Depreciação e amortização	801.203	-	801.203
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	35.219	-	35.219
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	1.168.617	(63.212)	1.105.405
Ganho com plano de pensão	(82.953)	-	(82.953)
Perda na baixa de não circulante	3.688	-	3.688
PIS e COFINS diferidos	6.429	-	6.429
<b>Aumento nos ativos operacionais</b>	<b>(253.753)</b>	<b>-</b>	<b>(253.753)</b>
<b>Redução nos passivos operacionais</b>	<b>(1.551.754)</b>	<b>-</b>	<b>(1.551.754)</b>
<b>Geração de caixa em atividades operacionais</b>	<b>2.488.653</b>	<b>-</b>	<b>2.488.653</b>
<b>Utilização de caixa em atividades de investimentos</b>	<b>(2.487.531)</b>	<b>-</b>	<b>(2.487.531)</b>
<b>Geração de caixa em atividades de financiamentos</b>	<b>1.135.819</b>	<b>-</b>	<b>1.135.819</b>

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****v. Demonstração do Valor Adicionado**

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
1 - Receita	19.267.606	-	19.267.606
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(9.375.269)	-	(9.375.269)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	9.892.338	-	9.892.338
4 - Retenções	(845.819)	-	(845.819)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	9.046.518	-	9.046.518
6 - Valor adicionado recebido em transferência	722.754	63.212	785.966
6.1 Receitas financeiras	722.754	63.212	785.966
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	9.769.273	63.212	9.832.485
8 - Distribuição do valor adicionado	9.769.273	63.212	9.832.485
8.1 Pessoal e encargos	595.432	-	595.432
8.2 Impostos, taxas e contribuições	6.162.977	21.323	6.184.300
8.2.1 Federais	3.183.133	21.323	3.204.456
8.2.2 Estaduais	2.970.299	-	2.970.299
8.2.3 Municipais	9.545	-	9.545
8.3 Remuneração de capital de terceiros	1.428.479	-	1.428.479
8.4 Remuneração de capital próprio	1.582.384	41.889	1.624.273
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	1.504.710	-	1.504.710
8.4.2 Lucros retidos	77.674	41.889	119.563

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

Nos Relatórios 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.

No Relatório dos Auditores independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, emitido pela KPMG Auditores Independentes, 14 de março de 2011, contém um parágrafo de ênfase 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.

## 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 e estão sujeitos à teste de impairment quando eventos ou mudanças de circunstâncias indicam que os saldos contábeis podem não ser recuperáveis. 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. A metodologia utilizada para avaliar inclui testes baseados no valor dos ativos em uso. Neste caso, os ativos (por exemplo, goodwill e intangível de concessão) são segregados e agrupados pelo menor nível de geração de caixa identificável (unidade geradora de caixa). 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 2012, 2011 e 2010 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 reporte 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.

A Companhia 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.



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

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

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

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

Algumas de nossas controladas patrocinam planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo taxa de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras. Adicionalmente, o IAS 19 foi revisado, com aplicação para 2013, com efeitos descritos na nota 3.8 de nossas demonstrações financeiras.

### *Impostos diferidos*

Registramos os impostos sobre o lucro de acordo com o IFRS, que 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 impostos diferidos.

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 a Companhia 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 obrigados 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*

A companhia e nossas subsidiárias são 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

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

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 dêem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

### *Instrumentos financeiros*

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, dependendo de alguns fatores. 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 Regulatória de Remuneração - BRR. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

### *Depreciação de Ativo Imobilizado 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 que impactam na forma de amortização, 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 reflete 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 2012, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). 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 2012.

Em Junho de 2012, a CPFL Energia, através da subsidiária CPFL Renováveis, adquiriu 100% das ações da BVP S.A. De acordo com as instruções da SEC, a administração pode excluir um negócio adquirido de seu relatório de controles internos de informações financeiras se o requerente consumir uma combinação de negócios de aquisição relevante durante o respectivo exercício social. Por essa razão, nossa administração não avaliou a eficácia dos controles internos de informações financeiras da BVP S.A. cujas demonstrações financeiras constituem 4,6% do total de ativos e 0,7% de receitas líquidas das demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

Em setembro de 2012, implementamos uma nova versão do sistema de faturamento na CPFL Santa Cruz, nossa subsidiária, o sistema SAP Costumer Care System (CCS). Nós testamos rigorosamente esse novo sistema antes de implementá-lo. Nossa diretoria acredita que o novo sistema irá gerar ganhos de produtividade e melhorar os processos internos. As mudanças no processo do nosso negócio e controle interno sobre divulgação de demonstrações financeiras foram todos registrados e endossados pela nossa diretoria para o ano findo em 31 de dezembro de 2012.

***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) provêem 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) provêem 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.

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar erros nas divulgações. 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 controle internos sobre o processo de elaboração de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012 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, 2011 e 2010.

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

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

***10.8. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor***

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

- (1) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- (2) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- (3) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- (4) contratos de construção não terminada;***
- (5) contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2012, 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)**

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

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.