

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	18
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	30
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	32
10.5 - Políticas contábeis críticas	40
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	42
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	43
10.8 - Plano de Negócios	44
10.9 - Outros fatores com influência relevante	45

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 a priorização dos riscos a serem monitorados pela Companhia, validando os níveis de tolerância aprovados pela Diretoria Executiva, bem como conhecer o modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. Cabe à Diretoria Executiva, o desenvolvimento e implantação de planos de ação e monitoramento dos riscos. Para auxiliá-la neste processo, foi criada a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, bem como o Comitê de Gerenciamento Corporativo de Riscos. Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, elaborou a Política Corporativa de Gestão de Riscos, aprovada pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, constituiu o Comitê Corporativo de Gestão de Riscos, composto por diretores indicados para representar cada Unidade de Gestão e seu regimento interno, e vem implantando o modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo no que tange à Estratégia (direcionamento, mapa de riscos e tratamento), Processos (planejamento, execução, monitoramento e reporte), Sistemas, Organização e Governança.

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

O Conselho da Administração do Grupo é assistido no seu papel de supervisão pela Auditoria Interna. A Auditoria Interna realiza tanto as revisões regulares como as revisões *ad hoc* de controles e procedimentos de gerenciamento de risco, cujos resultados são reportados ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal.

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. 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. A quantificação deste risco está mensurada na nota 34 de nossas demonstrações financeiras.

Risco de Taxa de Juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está mensurada na nota 34 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,

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

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, de 2011, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os riscos de qualquer déficit de energia para o ano de 2012 são baixos, tornando remota a possibilidade de um novo programa de racionamento de energia.

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.

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.

Para mais informações sobre os controles de gerenciamento dos riscos, refira-se ao item 5.2 (a), (c) e (d).

Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/08, 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 existente em 31 de dezembro de 2011 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seriam:

Instrumentos	Consolidado				
	Exposição (R\$ mil)	Risco	Depreciação cambial de 8% *	Depreciação cambial de 25%**	Depreciação cambial de 50%**
Instrumentos financeiros ativos	29.774	alta dólar	2.387	7.443	14.887
Instrumentos financeiros passivos	(1.845.277)	alta dólar	(147.953)	(461.319)	(922.639)
Derivativos - swap plain vanilla	1.788.567	alta dólar	143.406	447.142	894.283
	<u>(26.937)</u>		<u>(2.160)</u>	<u>(6.734)</u>	<u>(13.469)</u>

(*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08

Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2011 seja mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis (CDI 11,59% a.a.; IGP-M 5,1% a.a.; TJLP 6,0% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para o próximo exercício social seria uma despesa financeira líquida de R\$ 847.331. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

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

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I*	Elevação de índice em 25%**	Elevação de índice em 50%**
Instrumentos financeiros ativos	3.243.396	variação CDI	(51.246)	93.977	187.955
Instrumentos financeiros passivos	(6.345.113)	variação CDI	100.253	(183.850)	(367.699)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.627.092)	variação CDI	25.708	(47.145)	(94.290)
	(4.728.809)		74.715	(137.017)	(274.034)
Instrumentos financeiros ativos	48.522	variação IGP-M	(378)	619	1.237
Instrumentos financeiros passivos	(26.589)	variação IGP-M	207	(339)	(678)
	21.933		(171)	280	559
Instrumentos financeiros passivos	(4.999.714)	variação TJLP	(50.997)	(74.996)	(149.991)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	57.874	variação TJLP	590	868	1.736
	(4.941.840)		(50.407)	(74.128)	(148.255)
Total do Aumento	(9.648.715)		24.137	(210.865)	(421.730)

(*) Os índices de CDI, IGP-M e TJLP considerados de: 10,01%, 4,32%, 7,02%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08

Ativo Financeiro da Concessão

A Companhia adota a premissa de que o ativo financeiro da concessão é valorizado pelo seu valor justo através da base de remuneração dos ativos estabelecida pela ANEEL.

Uma vez que União ainda não definiu a metodologia e critério de valorização do ativo financeiro, a Companhia estima que, em um cenário remoto, a indenização pela parcela não depreciada dos ativos poderia ocorrer com base no custo histórico e não pelo valor baseado no respectivo valor justo.

Desta forma, caso este cenário remoto aconteça, haveria um desconhecimento de parcela do ativo financeiro da concessão (parcela referente ao valor justo reconhecido), lançado contra Reserva de avaliação patrimonial (no Patrimônio Líquido) no valor de R\$ 227.118 (líquido de efeitos tributários).

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

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

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

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.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos; / g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

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, 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.

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

Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos tem promovido o desenvolvimento do modelo baseado nas melhores práticas reconhecidas, no que abrange (i) composição e estruturação do Comitê Corporativo de Gestão de Riscos; (ii) desenvolvimento do melhor conjunto de indicadores-chave de risco a partir do dicionário de riscos adotado pela Companhia; (iii) sustentação ao Plano Estratégico Empresarial sob a ótica de riscos corporativos; (iv) definição de sua política corporativa de gestão de riscos; (v) normatização do processo de avaliação dos controles internos.

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo, esta Diretoria também coordena os esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração das demonstrações financeiras, dando 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 relatório.

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

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

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

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

(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 2011, 2010, e as de 2009 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – "IFRS"*), emitidas pelo *International Accounting Standard Board – IASB*, sendo em 2010 as primeiras demonstrações preparadas de acordo com esta prática internacional.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

• 2011 em comparação a 2010

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 2012⁶, considerando a aquisição do Complexo Bons Ventos (parques eólicos que já estão em operação), anunciada em fevereiro de 2012, e a entrada em operação das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra e dos parques eólicos do Complexo Santa Clara, a capacidade instalada em operação de todo o Grupo CPFL deverá alcançar 2.922 MW. Até 2014, essa capacidade deverá atingir 3.301 MW, considerando a entrada em operação dos demais projetos atualmente em construção.

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

⁶ 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

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 comparação a 2009

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 Termoelétrica (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 Eurus 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 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:

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Estrutura de Capital	2011	2010	2009
Capital próprio	44%	46%	49%
Capital de terceiros	56%	54%	51%

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

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

• 2011 em comparação a 2010

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	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
		ano			
(milhões de R\$)					
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2011:					
Endividamento total ⁽¹⁾	13.359	1.428	3.469	3.671	4.791
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia ⁽²⁾	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 ⁽³⁾	589	40	77	77	395
Total	146.167	11.734	19.914	19.292	95.227

(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;
- 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 comparação a 2009

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.

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

	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 ⁽¹⁾	R\$9.224	R\$2.089	R\$3.147	R\$2.349	R\$1.639
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia ⁽²⁾	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 ⁽³⁾	631	39	77	77	438
Total	R\$116.002	R\$10.214	R\$18.368	R\$16.387	R\$71.033

(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. Pagamos R\$863 milhões em 2011 para aquisição de subsidiárias (Jantus e Santa Luzia).

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

As principais fontes de recursos são provenientes da geração própria, de caixa e financiamentos.

2011:*Fluxo de Caixa*

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$2.495 milhões em 2011, comparado com R\$2.029 milhões em 2010. O aumento foi principalmente um efeito dos ajustes de reconciliação do lucro ao caixa, a qual está primordialmente relacionada a juros e variações monetárias provisionadas e foi parcialmente compensado por um aumento nos depósitos judiciais.

O fluxo de caixa utilizado para as atividades de investimento foi de R\$ 2.488 milhões em 2011 comparado com R\$ 1.802 milhões em 2010. Este aumento de R\$ 686 milhões reflete principalmente o aumento de capital decorrente da aquisição da Jantus, que foi parcialmente compensado pelo aumento de caixa proveniente das subsidiárias da ERSA.

O caixa líquido gerado para atividades de financiamento foi de R\$ 1.136 milhões em 2011 contra R\$ 152 milhões de caixa utilizado em 2010. Este aumento deve-se principalmente ao refinanciamento da dívida e emissão de debêntures, especialmente feitos pela subsidiária CPFL Brasil para financiar a aquisição da Jantus (através da subsidiária CPFL Renováveis).

Em 2011, houve várias captações por nossas subsidiárias sendo o destaque para as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, que obtiveram aprovação de financiamento em moeda estrangeira de capital de giro com liberação, em 2011, no valor de R\$ 1.418.155 mil (R\$ 1.338.306 mil líquido dos gastos de emissão), para cobertura de capital de giro. Os juros serão pagos semestralmente e o principal será pago até setembro de 2016. Outro destaque foi a emissão da debênture da CPFL Brasil no valor de R\$1.320 milhões.

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

2010

Fluxo de Caixa

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$2.029 milhões em 2010, comparado com R\$2.439 milhões em 2009. A redução refletiu principalmente (i) o aumento nos reajustes tarifários de 2009 que contemplaram componentes financeiros positivos concedidos de forma a compensar as perdas líquidas não gerenciáveis incorridas em 2008 e (ii) os respectivos efeitos na apuração dos tributos correntes. Uma vez que as perdas incorridas foram recuperadas em 2009, estes efeitos não foram considerados no reajuste tarifário de 2010.

O fluxo de caixa utilizado para as atividades de investimento foi de R\$ 1.802 milhões em 2010 comparado com R\$ 1.239 milhões em 2009. Esta variação de R\$ 563 milhões reflete principalmente: (i) aumento na infraestrutura da concessão por parte Distribuidoras em torno R\$ 487 milhões para expansão, melhoria e manutenção das redes; (ii) houve também aquisições de ativo imobilizado para construção e manutenção de usinas no valor de R\$ 86 milhões.

O caixa líquido utilizado para atividades de financiamento foi de R\$ 152 milhões em 2010 contra R\$ 472 milhões em 2009. Esta redução deve-se principalmente à redução do montante de amortização de financiamentos em função de refinanciamento de dívidas para longo prazo.

Em 2010, foram celebrados contratos de empréstimo e debêntures totalizando R\$2.571 milhões utilizados principalmente no investimento para continuidade a construção de novas usinas de geração, na expansão e melhoria das atividades de distribuição e no alongamento do prazo das dívidas. Parte do caixa gerado pelas atividades operacionais e os novos recursos foram utilizados para pagar, no exercício de 2010, dívidas no montante de R\$ 1.280 milhões e dividendos de R\$ 1.424 milhões.

Endividamento

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, 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.

2009

Durante o exercício de 2009, o aumento de endividamento em relação ao ano anterior deveu-se, sobretudo por:

- 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);

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

- Financiamento das obras de expansão e melhorias nas subsidiárias de distribuição; e
- emissão de debêntures utilizado para refinanciamento e alongamento dos prazos do endividamento.

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

Durante os anos de 2012 e 2013, espera-se captar recursos principalmente para o refinanciamento de dívidas e a realização de investimentos programados nas distribuidoras do grupo CPFL, bem como novos projetos de geração de energia.

As principais fontes de novos financiamentos para investimentos em 2012 serão empréstimos do BNDES nas modalidades FINEM / FINAME para as subsidiárias do segmento de distribuição e captações com instituições financeiras para financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

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

- contratos de empréstimo e financiamento relevantes**
- outras relações de longo prazo com instituições financeiras**
- grau de subordinação entre as dívidas**
- 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 do Endividamento a Vencer

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.

Principais Contratos de Financiamentos em 2009:

Em 31 de dezembro de 2009, o endividamento (com exclusão dos juros e de operações com derivativos) era de R\$7.708 milhões. Deste total, aproximadamente R\$1.134 milhões ou 14,7% eram denominados em dólares americanos e ienes japoneses. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. Adicionalmente, o montante de R\$1.228 milhões de nosso endividamento venceu no prazo de 12 meses.

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\$ 174 milhões para as distribuidoras e R\$ 860

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

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

Principais Contratos de Financiamentos em 2009:

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2009, havia R\$2.866 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 para os projetos de geração, especialmente Foz do Chapecó, CERAN e ENERCAN (R\$1.987 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 (R\$852 milhões).

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

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2009, o saldo devedor em debêntures era de R\$3.250 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 e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 19 às demonstrações financeiras.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2009, havia um saldo devedor de R\$458 milhões, 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 e CPFL Geração contrataram empréstimos bilaterais, denominados em ienes e convertidos em Reais por meio de contratos de *swap* baseados no CDI. Em 31 de dezembro de 2009, o valor do saldo devedor total era de R\$475 milhões para CPFL Paulista e R\$553 milhões para CPFL Geração.
- *Empréstimo BID.* Em janeiro de 2005, a ENERCAN firmou contrato de empréstimo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), no valor de US\$75 milhões, para financiar a usina hidrelétrica de Campos Novos. Em 31 de dezembro de 2009, a participação *pro rata* nesse empréstimo era de US\$32 milhões (equivalentes à época a R\$55 milhões). O empréstimo é corrigido com base na taxa LIBOR, acrescida de 3,5% ao ano. Os prazos de amortização se estendem ao longo de 49 parcelas trimestrais, com período de carência terminado em junho de 2007.
- *Outras Dívidas denominadas em Moeda Estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2009, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 50 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\$ 28 milhões em 31 de dezembro de 2009, que também diminuem a exposição à variação cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 18, 19 e 35 das demonstrações financeiras da Companhia.

Condições Restritivas

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros, bem como das subsidiárias. Tais cláusulas incluem:

- Limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.
- Linhas de crédito do BNDES:
 - As subsidiárias CERAN, ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista devem pagar primeiramente os montantes sob o empréstimo e depois distribuir dividendos em um montante maior do que os dividendos mínimos obrigatórios de acordo com as leis brasileiras. As concessões das subsidiárias de geração e distribuição também as proíbem fazer empréstimos ou adiantamentos à Companhia, as subsidiárias e afiliadas sem o consentimento da ANEEL. Além disso, há cláusulas para manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, como segue:
 - CPFL Paulista
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA – valor máximo 3,0;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.
 - CPFL Piratininga
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 2,5;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,80.
 - RGE
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 2,5;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido – valor máximo de 0,5.
 - CPFL Geração
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. Adicionalmente, 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. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.
 - CPFL Renováveis

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

Os empréstimos captados junto ao BNDES - modalidade FINEM I, 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.

- **Banco do Brasil – Capital de Giro**

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 3,0.

- **Captações em moeda estrangeira - Bank of América, BNP Paribás, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC e Sumitomo**

As captações em moeda estrangeira realizadas com os bancos Bank of América, BNP Paribás, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC e Sumitomo estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem das controladas que obtiveram estes empréstimos a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

- De acordo com as debêntures emitidas pela Companhia, deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA inferior ou igual a 3,75 e uma relação EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Paulista, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,0 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25. De acordo com a quinta emissão de debêntures da CPFL Paulista, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a quinta emissão de debênture da RGE, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Piratininga, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,0 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25. De acordo com a quinta emissão de debêntures da CPFL Piratininga, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Geração, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,0. De acordo com a quarta emissão de debêntures da CPFL Geração, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a segunda emissão de debêntures emitidas pela CPFL Brasil, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a primeira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Santa Cruz, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- As debêntures emitidas pela controlada em conjunto BAESA prevêem o vencimento antecipado quando o índice de endividamento total superar o limite de 75% dos seus ativos totais.

Atualmente, a Companhia e suas controladas estão em cumprimento com as obrigações financeiras e contratuais. O inadimplemento de qualquer dessas obrigações conferiria aos credores o direito de pleitear o vencimento antecipado das dívidas.

Além disso, diversos instrumentos financeiros das subsidiárias estão sujeitos a vencimento antecipado caso, como resultado de mudanças na estrutura da Companhia e de suas subsidiárias, os atuais acionistas deixem de deter a maioria do capital social com direito a voto da CPFL Energia ou o controle da administração.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 17 e 18 de nossas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, não há nenhuma subordinação entre as dívidas da CPFL Energia.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Estas informações já foram descritas no item 10.1.f.

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

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As variações mais significativas foram descritas em cada um dos itens constantes neste documento, dependendo da natureza da variação.

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:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita****ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

Como resultado de nossa associação com a ERSa e a aquisição das ações da Jantus, criamos um segmento operacional para separar as nossas atividades relacionadas a fontes de energia renováveis. Desde 1º de agosto de 2011, temos quatro segmentos de operações: distribuição, fontes convencionais de geração, geração de fontes renováveis e comercialização. Veja a nota explicativa 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas. A discussão a seguir está apresentada com base na divisão de 3 segmentos, por não haver dados comparativos de 2010 para o segmento de renováveis.

Nossos segmentos de geração e comercialização representam um percentual pequeno da receita líquida: 5,5% e 7,9% em 2011, 4,5% e 8,4% em 2010, e 4,0% e 10,0% em 2009, respectivamente. Entretanto, a contribuição destes segmentos em nosso lucro líquido é maior (23,3% e 10,1% em 2011 para os segmentos de geração e comercialização respectivamente).

A rentabilidade de nossos segmentos varia. O segmento de distribuição reflete primordialmente vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador e a quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos como temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou, em 2011, 86,6% da receita operacional líquida, mas sua contribuição ao lucro líquido é menor (em 2011, 70,2%). Nosso segmento de "Outros" consumiu 3,6% do lucro do exercício de 2011.

Nosso segmento de fontes de geração convencionais consiste, em grande parte, de projetos de novas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e termoeletricas a biomassa e pequenas hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornaram operacionais, eles resultaram em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuíram com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2011, nosso segmento de geração representou 29,4% 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 2011, 23,3% de nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de geração.

Temos reportado o nosso segmento de geração de 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 comparativas separadas para o ano de 2010, e as informações sobre resultados e operações relacionadas ao nosso segmento de geração de fontes renováveis foram incluídas juntamente com segmento de fontes convencionais de geração. Em 31 de dezembro de 2011, 30,3% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção.

Nosso segmento de comercialização vende energia e serviços de valor agregado para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias. Em 2011, 10,1% do nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de comercialização.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, o segmento de geração e de comercialização vende energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Com o objetivo de evitar a duplicidade das receitas e despesas, em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados.

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

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

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

no aumento do consumo de energia nas nossas áreas de concessão de distribuição, os resultados da nossa estratégia de ampliar e diversificar nossos negócios.

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 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 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

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

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

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 termoeletricas 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.

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

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

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.

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\$689 milhões em 2011, em comparação com R\$354 milhões em 2010. O aumento de R\$335 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; e (iii) 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

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

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\$780 milhões em 2011, comparadas com R\$825 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\$ 1.582 milhões, representando um leve aumento de 1,4%, ou R\$ 22 milhões, quando comparado com 2010.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2011, 70,2% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 23,3% do nosso segmento de geração e 10,1% do nosso segmento de comercialização e serviços. Nosso segmento "Outros" representaram uma perda líquida de 3,6%.

Distribuição

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2011 somou R\$1.111 milhões, uma redução de 5,0%, ou R\$58 milhões, comparado com 2010. A redução neste segmento refletiu principalmente o aumento de R\$161 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).

Resultados das Operações: 2010 em comparação com 2009

A receita operacional líquida cresceu 5,9% (R\$ 666 milhões), atingindo R\$ 12.024 milhões. Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita líquida seria de R\$ 10.980 milhões, um crescimento de 2,2% (R\$ 238 milhões).

A discussão a seguir descreve mudanças nas receitas operacionais por natureza e por segmento.

RECEITAS POR NATUREZA

Receita Operacional

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 12.024 milhões em 2010, um aumento de 5,9% quando comparado com 2009. Este aumento, descontando-se a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não tem efeito no resultado), seria um crescimento de 2,2% (R\$ 238 milhões). O aumento das receitas operacionais refletiu primordialmente maiores receitas pelas distribuidoras, devido ao aumento da quantidade vendida para os clientes cativos e da receita de TUSD de clientes livres. O aumento médio de 3,6% na quantidade vendida aos consumidores finais é resultado principalmente do aumento de temperatura e pela recuperação da economia em 2010.

Fornecimento Faturado

O Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 13.929 milhões em 2010 um aumento de 3,2% em comparação com 2009.

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

Os preços médios em 2010 tiveram comportamentos diferentes entre as diversas classes de consumo. Enquanto as classes residencial e rural tiveram aumento no preço médio, as classes industrial, comercial e poderes públicos apresentaram queda no preço médio. 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).

O aumento da quantidade vendida em 2010 refletiu a recuperação da economia. O aumento na quantidade vendida foi de 5,2% e 5,5% para os consumidores residenciais e comerciais, respectivamente. O aumento na quantidade vendida para os consumidores industriais foi de 3,0%, refletindo um aumento na quantidade vendida para os Consumidores Finais cativos em 0,5% e aumento de 10% da quantidade vendida ao mercado livre. Os consumidores industriais em áreas de concessão que comprem no ambiente de contratação livre também nos remuneraram pelo uso da rede, sendo que essa receita está refletida nas demonstrações financeiras consolidadas em "Outras Receitas Operacionais".

A pequena variação no preço médio da energia elétrica vendida aos Consumidores Finais apresenta tendências diferentes nas classes de consumidores.

- **Consumidores industriais e comerciais.** Os preços médios para estas classes reduziram em 1,4% e 1,7% respectivamente, relativo aos consumidores cativos (que representam 82,1% da quantidade total vendida a estas classes) e consumidores livres caíram respectivamente 4,5% e 2,8%.
- **Consumidores residenciais.** Esta classe apresentou aumento no preço médio praticado pelas distribuidoras em 1,0%, em função dos reajustes tarifários das nossas 8 distribuidoras.

Suprimento de Energia Elétrica

As receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$1.196 milhões em 2010 (6,8% das receitas operacionais brutas), representando uma redução de 7,9% em relação a 2009. A redução ocorreu em função da redução de 1,5% na quantidade vendida e de 6,6% no preço médio.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais, descontando os efeitos de receita pela disponibilidade da Rede Elétrica - Consumidor Cativo e da Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão, foram de R\$1.387 milhões em 2010 (11,5% da receita líquida), em comparação com os R\$ 1.036 milhões em 2009. O aumento de 33,8% reflete principalmente o desempenho favorável das receitas de TUSD para os consumidores livres e o reajuste de tarifas.

Deduções da receita

As receitas operacionais líquidas são calculadas com base no faturamento bruto deduzidos das receitas operacionais, tributos e encargos regulatórios, entre os quais os mais importantes são o ICMS, PIS e a COFINS. Essas deduções totalizaram 31,5% das receitas operacionais brutas em 2010 e 31,1% em 2009. A maior parte dessas taxas e encargos está baseada no valor das receitas operacionais brutas, enquanto outras variam conforme efeitos regulatórios que estão incluídos nas tarifas das subsidiárias de distribuição.

RECEITA POR SEGMENTO

Distribuição

Em 2010, a receita líquida alcançou de R\$ 10.485 milhões, um crescimento de 7,2% (comparado com R\$ 9.779 milhões em 2009). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que foi integralmente compensado pelo registro do custo de construção), a receita líquida seria de R\$ 9.441 milhões, um crescimento de 3,0% (R\$ 278 milhões). Essa variação decorre principalmente do aumento de 42% (R\$ 335 milhões) na receita de TUSD de clientes livres e do aumento de 2,7% nas vendas para o mercado cativo. O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pelo impacto positivo na receita de 2009 devido à inclusão de componentes financeiros na tarifa, como o repasse dos aumentos nos custos em função do acionamento das usinas térmicas e do aumento da taxa de câmbio ocorridos em 2008 e a cobrança do reajuste tarifário extraordinário utilizado para compensar as perdas incorridas no racionamento de 2001 (término em 2009).

Geração

A receita líquida do segmento de geração em 2010 somou R\$1.189 milhões, um aumento de 11,6% quando comparado com R\$1.065 milhões em 2009. Este aumento reflete principalmente a entrada em operação das usinas Baldin, Foz do Chapecó e o início da comercialização de energia pela EPASA.

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

Comercialização

A receita líquida do segmento de comercialização em 2010 foi de R\$1.779 milhões, apresentando uma ligeira queda de 0,3% quando comparada com R\$1.784 milhões em 2009. Esta queda reflete primordialmente a queda na quantidade vendida de 3,5%, compensada parcialmente pelo aumento no preço médio de 3,3%.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Custos Operacionais e Despesas Operacionais

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$5.050 milhões em 2010 (75,2% do total de custos e despesas operacionais, descontados os custos com construção de infraestrutura de concessão. Foram 1,4% mais altos do que em 2009, resultado principalmente de (a) aumento de 2,0% no preço médio praticado e, (b) redução de 0,6% na quantidade de energia elétrica comprada.

O preço médio da energia elétrica comprada de Itaipu por nossas empresas de distribuição, que representou 20,7% da quantidade comprada em 2010 foi em média 10,7% menor em 2010 do que em 2009, devido à queda 1,6% nas tarifas em dólar estabelecidas pela ANEEL e da queda de 11,6% na taxa média do dólar em 2010 quando comparada com 2009.

O preço médio praticado pelos demais geradores aumentou em 4,8% sendo que a quantidade de energia comprada destes fornecedores manteve-se constante.

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Os custos com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.172 milhões em 2010 e R\$1.035 milhões em 2009. Este valor é 13,3% superior ao apresentado em 2009, devido ao aumento dos Encargos do Serviço do Sistema e Encargo de Energia de Reserva. Este aumento refere-se principalmente ao rateio de custo de energia de reserva e de termoeletricas que foram acionadas em 2010. Estes encargos, quando acima do previsto nas tarifas, são reembolsados às distribuidoras via processo tarifário.

Parte significativa destes encargos é proveniente de nossas empresas de distribuição (97,0% em 2010).

Outros Custos e Despesas Operacionais

Os outros custos e despesas operacionais (exceto custos do serviço de energia elétrica e da construção com infraestrutura da concessão) foram de R\$ 2.018 milhões em 2010, um aumento de 3,8% com relação a 2009.

O aumento nos custos e despesas operacionais ocorreu principalmente devido aos seguintes fatores: aumento de 7,3% (R\$ 41 milhões) nas despesas com pessoal, decorrente principalmente do acréscimo salarial referente aos Acordos Coletivos de 2009 e 2010 e aumento de 20,2% (R\$ 78 milhões) nas despesas com serviços de terceiros em função de reajuste de preços dos contratos, gastos com manutenção do sistema elétrico, serviços de telefonia, reforço do quadro técnico, consultoria de sistemas e aumento do número de colaboradores nas empresas prestadoras de serviços.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo efeito do reconhecimento do ganho atuarial de R\$81 milhões nos planos de pensão no ano de 2010. Este reconhecimento é resultado dos laudos atuariais preparados por uma empresa especializada e varia principalmente em função das premissas macroeconômicas, em especial a rentabilidade dos ativos.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço em 2010 totalizou R\$ 2.739 milhões, apresentando uma queda de 1,6% em relação a 2009, em função do aumento de 6,9% nas despesas operacionais e custo do serviço, embora compensados parcialmente pelo aumento da receita líquida de 5,9%.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO

Distribuição

O resultado do serviço do segmento de distribuição foi de R\$1.853 milhões em 2010 apresentando uma pequena queda de 0,4% quando comparado com 2009. As principais razões para esta queda são:

- Receita líquida: Conforme mencionado acima, em 2009 houve efeito da inclusão do componente financeiro na tarifa como o repasse do aumento dos custos em função do acionamento das usinas térmicas e aumento da taxa de câmbio ocorrido no ano anterior, sendo portanto, pontual o efeito ocorrido na receita líquida em 2009 ao se realizar a comparação com o exercício de 2010;
- Outros efeitos:

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

- Custo com energia elétrica: o custo com energia elétrica somou R\$ 6.023 milhões, um aumento de 4,6% quando comparado a 2009, pois embora a quantidade de energia comprada tenha reduzido 1,8% em 2010, o preço médio sofreu um incremento de 6,5% para o mesmo período, em função dos reajustes nos preços de energia, entretanto este aumento do custo não impacta de forma relevante o resultado do serviço já que tal aumento está substancialmente contemplado na tarifa cobrada em 2010.
- Despesas operacionais: em 2010, as despesas operacionais somaram R\$811 milhões, um aumento de 3,1% quando comparadas com R\$787 milhões em 2009. Este aumento reflete principalmente o acréscimo salarial referente aos Acordos Coletivos de 2009 e 2010 e aumento das despesas com serviços de terceiros conforme descrito anteriormente.

Geração

O resultado do serviço do segmento de geração foi de R\$616 milhões em 2010, uma queda de 5,1% quando comparado com 2009. Este decréscimo do resultado ocorreu em função do aumento dos custos decorrentes da necessidade de compra de energia no mercado para honrar os compromissos assumidos pelas controladas Epasa e Foz do Chapecó cujas entradas em operação sofreram atrasos.

Comercialização

O resultado do serviço do segmento de comercialização foi de R\$303 milhões em 2010, um aumento de 3,6% quando comparado com 2009. Este aumento reflete a redução do Custo com Energia Elétrica de 3,4%, composto por queda de 3,8% na quantidade comprada, compensada parcialmente pelo aumento de 0,5% no preço médio de compra.

LUCRO LÍQUIDO POR NATUREZA

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida foi de R\$354 milhões em 2010, em comparação com R\$310 milhões em 2009. Este aumento deve-se principalmente ao aumento dos encargos financeiros das dívidas em função da elevação no nível de endividamento. Outro fator que contribuiu para o aumento das despesas financeiras foi o início de operação da controlada indireta Foz do Chapecó que passou a registrar a atualização monetária da dívida e Uso do bem público como despesa financeira do período. O aumento das rendas de aplicações financeiras foi decorrente do aumento do saldo médio de caixa e equivalentes em 2010 quando comparado com 2009.

Em 31 de dezembro de 2010, o endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 8.937 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\$470 milhões de endividamento em moeda estrangeira (dólares americanos e ienes japoneses). 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. As variações das taxas de indexação mantiveram pequenas alterações em 2010, com a taxa média de CDI caindo de 9,9% em 2009 para 9,8% em 2010 e a TJLP reduzindo de 6,1% em 2009 para 6,0% em 2010.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$825 milhões, comparadas com R\$784 milhões em 2009. A alíquota efetiva de 34,6% sobre o lucro antes dos tributos foi aproximadamente igual à alíquota oficial de 34%.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2010 foi de R\$ 1.560 milhões, representando uma redução de 7,6% (R\$ 129 milhões), quando comparado com 2009.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2010, 74,9% de nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de distribuição, 16,5% da geração, 13,2% da comercialização. "Outros" representaram um prejuízo de 4,6%.

Distribuição

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

O lucro líquido do segmento de distribuição foi de R\$1.169 milhões, um aumento de 0,8% (R\$ 10 milhões), que refletiu principalmente a diminuição em 20 milhões das despesas financeiras líquidas, compensada parcialmente pela queda de 8 milhões do resultado do serviço e aumento em R\$ 2 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Geração

O lucro líquido do segmento de geração foi de R\$257 milhões, uma redução de 22,5%, que refletiu principalmente (i) a queda de 5% no resultado do serviço em função da maior compra de energia para atender contratos de fornecimento das controladas que ainda não estavam em operação e, (ii) devido ao aumento de endividamento por ter havido novas captações para financiamentos dos projetos e também devido a atualização do componente financeiro do "Uso do Bem Público".

Comercialização

O lucro líquido do segmento de comercialização foi de R\$207 milhões, uma redução de 1,5%, que refletiu o consumo do aumento de 3,5% do resultado do serviço pelas despesas financeiras líquidas.

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 2011, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 69,9% da quantidade de energia vendida e 75,5% da receita operacional. Em 2010, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 71,0% da quantidade de energia vendida e 76,1% da receita operacional, em comparação com 70,1% e 78,6% em 2009. 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
2009								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	13,58%	2,81%	10,44%	10,69%	10,52%	10,58%	11,80%	11,01%
Componentes financeiros ⁽²⁾	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%
2010⁽⁴⁾								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	1,55%	8,59%	1,72%	1,90%	4,15%	-6,32%	4,30%	5,81%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,15%	1,52%	10,65%	8,19%	-0,17%	-6,89%	1,36%	-0,65%
Reposic. total	2,70%	10,11%	12,37%	10,09%	3,98%	-13,21%	5,66%	5,16%
2011⁽⁴⁾								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	6,11%	(4)	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,27%	(4)	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	(4)	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
2012								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Componentes financeiros ⁽²⁾	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Reposic. total	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)

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

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

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

(3) Estes valores foram calculados com base no novo aditivo nos contratos, descrito a seguir.

(4) A ANEEL postergou o 3º ciclo de revisão periódica destas distribuidoras.

(5) 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. Não esperamos que a nova metodologia de cálculo afete materialmente nossos resultados futuros ou condição financeira.

A nova metodologia prevista nesse aditivo já 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 total	Data do ajuste	Reposic. econômico	Compon. financeiros	Ajuste total
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 total
CPFL Paulista	8 de abril de 2013	
CPFL Piratininga	23 de outubro de 2011	(1)
RGE	19 de junho de 2013	
CPFL Santa Cruz.....	3 de fevereiro de 2012	(1)
CPFL Mococa.....	3 de fevereiro de 2012	(1)
CPFL Leste Paulista.....	3 de fevereiro de 2012	(1)
CPFL Sul Paulista.....	3 de fevereiro de 2012	(1)
CPFL Jaguari	3 de fevereiro de 2012	(1)

(1) Como resultado do atraso da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, a revisão periódica da CPFL Piratininga, originalmente programada para 23 de outubro de 2011, foi prorrogada para 23 de outubro de 2012. Por esse mesmo motivo, o processo de revisões periódicas para CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foi prorrogado de 3 de fevereiro de 2012 para 3 de fevereiro de 2013.

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 2011, 2010 e 2009, aproximadamente 17,6%, 22,9% e 22,6% 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

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

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 2011, foram adquiridos 50.853 GWh, em comparação a 52.384 GWh e 52.674 GWh em 2010 e 2009 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.

Também foi adquirida 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 2011, foram adquiridos 10.855 (21,3% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, 10.835 GWh (20,7% do total comprado) e 11.084 GWh (21,0% da energia elétrica comprada) em 2010 e 2009 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 2011, a capacidade instalada de geração alcançou 2.644 MW. As usinas da CPFL Bioenergia, Foz do Chapecó e Termonordeste (Epasa) entraram em operação em agosto, outubro e dezembro de 2010, respectivamente. Em julho de 2010, adquirimos o parque eólico Campo dos Ventos no estado do Rio Grande do Norte. Também em 2010, constituímos a CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra para desenvolver projetos de geração de energia elétrica a partir do bagaço da cana de açúcar em parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial. Esperamos que em 2012 iniciem as operações da Bio Ipê e da Bio Pedra. 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. As operações dos parques eólicos de Macacos I e de São Benedito estão previstas para iniciarem em 2013 e 2014, respectivamente. Como resultado dos nossos projetos de geração de energia elétrica em andamento, nossa capacidade instalada aumentará para 3.301 MW que representa um aumento de 25% até 2014 (incluindo a aquisição dos parques eólicos dos complexos Atlântica e Bons Ventos).

A maior parte da energia elétrica que foi adquirida no mercado livre foi comprada pela comercializadora CPFL Brasil, que revende esta energia elétrica a Consumidores Livres e a outras concessionárias e licenciadas (inclusive as subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

A conta de compensação da variação dos custos da Parcela A, chamada CVA, é utilizada para refletir nas tarifas de distribuição a variação de alguns dos 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, adquire-se o direito a ser recuperado no reajuste anual subsequente.

Em função da adoção das normas internacionais de contabilidade (IFRS), ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados nas demonstrações financeiras por não atenderem os requerimentos de ativos e passivos descritos na Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis. Desta forma, os direitos ou compensações somente são refletidos nas demonstrações financeiras no momento do faturamento de energia elétrica por parte dos clientes cativos.

Por exemplo, compramos energia de Itaipu, cujo custo está atrelado ao dólar. Caso o dólar se valorize frente ao real, nossos custos aumentarão, sem a respectiva receita relacionada no mesmo período. Estas perdas serão compensadas no futuro, no momento do próximo reajuste tarifário anual.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro***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 operações estão no Brasil, e por essa razão a conjuntura econômica brasileira afeta os negócios da Companhia e suas controladas. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta os custos e as 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. Em 2009, este ritmo de crescimento se interrompeu em função da crise internacional. Em 2010, houve um forte crescimento em função da recuperação econômica pós efeito da crise financeira internacional de 2008/2009. Em 2011, face às dificuldades da economia internacional, mais precisamente na Zona do Euro, houve reflexo no crescimento da economia brasileira.

A tabela abaixo mostra a inflação, a mudança no produto interno bruto e a variação no valor do real face ao dólar para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2011	2010	2009
Inflação (IGP-M) ⁽¹⁾	5,1%	11,3%	-1,7%
Inflação (IPCA) ⁽²⁾	6,5%	5,9%	4,3%
Crescimento (retração) no Produto Interno Bruto real	2,7%	7,5%	-0,2%
Depreciação (apreciação) do real x U.S. dólar	12,6%	-4,3%	-25,5%
Taxa de câmbio no fim do período - US\$1.00	R\$1,876	R\$1,666	R\$1,741
Taxa de câmbio média - US\$1.00 ⁽³⁾	R\$1,671	R\$1,759	R\$1,990

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 os negócios essencialmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Pode-se recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um tempo entre o momento do custo incorrido a maior e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas, seguindo o reajuste tarifário anual. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às tarifas. Entretanto, esta compensação se realizará somente através do faturamento de energia ocorrido após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenha sido contemplado tais perdas.

A depreciação do real eleva o custo de serviço da dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, um de nossos principais fornecedores e que seus custos são ajustados parcialmente em função da variação do dólar americano. Além disso, também pode inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e reduzir o valor em dólar dos dividendos e o equivalente em dólares ao preço de mercado das ações ordinárias. Alguns fatores externos impactam significativamente os negócios, tais como:

- **Consumidores residenciais e comerciais:** estas classes sofrem grande influência das temperaturas e da distribuição de massa salarial no país. Desta maneira, quando se registram temperaturas elevadas e ocorre aumento da massa salarial da população, as vendas crescem;
- **Consumidores industriais:** o consumo desta classe geralmente está em consonância com, entre outros fatores, a atividade econômica do país, tendo uma correlação com o Produto Interno Bruto. Em momentos de crise econômica, esta classe normalmente sofre os maiores impactos.

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

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 de 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 ter base comparativa.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

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.

Em setembro de 2009, o Grupo, por meio da CPFL Geração, adquiriu 51% das ações da Epasa para viabilizar investimentos em geração de energia a óleo combustível. Os dois empreendimentos termelétricos, Termoparaíba e Termonordeste, terão 341,5 MW de potência instalada e 247,8 MW médios de energia assegurada com entrada em operação comercial prevista para o terceiro trimestre de 2010.

Em 2009, também foram identificados e desenvolvidos projetos de geração eólica, sendo que, em setembro de 2009, o Grupo adquiriu um complexo de parques eólicos no Estado do Rio Grande do Norte, composto pelos parques Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI. O projeto possui capacidade instalada total de 188 MW e energia assegurada de 76 MW médios. A energia assegurada já foi comercializada no Leilão ANEEL nº 03, realizado pelo Governo Federal em 14 de dezembro de 2009. Os parques eólicos serão erguidos nos municípios de Parazinho e João Câmara (RN), com previsão de entrada em operação em julho de 2012.

Em outubro de 2009, o Grupo constituiu a CPFL Bio Formosa, que assinou um contrato de parceria com o Grupo Farias para o desenvolvimento de projeto de geração à biomassa de cana-de-açúcar (Projeto Baía Formosa). O projeto consiste na implantação da Usina Termoelétrica Bio Formosa (40 MW/25 MW médios/safra), a qual iniciou suas operações em 2 de setembro de 2011.

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 SMITA pela ERSa, da qual nós acabamos detendo uma participação de 54.5%; 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 13 de janeiro de 2012, a controlada indireta CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações com a empresa Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., com objetivo de adquirir a totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico

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

S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("sociedades"). As sociedades são detentoras de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, pelo prazo de 35 anos, mediante implantação de seus respectivos parques eólicos, possuindo em conjunto potência instalada de 120 MW. O contrato de compra e venda está sujeito à aprovação da ANEEL e demais condições inerentes a este tipo de negociação.

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. O valor total da aquisição é de R\$ 600 milhões. Estes Parques Eólicos localizam-se no estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por 20 anos, através do PROINFA. O fechamento da aquisição e o pagamento do respectivo preço encontram-se sujeitos 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.

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 estão em conformidade com o IFRS, de acordo com as normas emitidas pelo IASB. De acordo com os pronunciamentos mencionados acima, existem exceções obrigatórias e isenções opcionais de aplicação retroativa.

Procedimentos adotados pela Companhia:

- Benefícios a empregados: Registro dos planos de pensão do tipo benefício definido. Dada a impraticabilidade da aplicação retroativa, a companhia aplicou a isenção e foram reconhecidos todos os ganhos e perdas atuariais passados em 1º de janeiro de 2009 em contrapartida à conta de prejuízo acumulado.
- ICPC 01 – Contratos de concessão: Recomposição dos ativos financeiros e ativos intangíveis contabilizados de acordo com o ICPC 01 e IFRIC 12 de forma retroativa. Desta forma, a Companhia não utilizou a isenção permitida pelas regras de transição.
- Combinação de negócios: De acordo com a isenção permitida pelo CPC 37 e IFRS 1, na transição para as normas internacionais de contabilidade a Companhia optou por não aplicar retroativamente os requerimentos do CPC 15 – Combinações de Negócios. Desta forma, somente as combinações de negócios ocorridas após 01 de janeiro de 2009 refletem os requerimentos deste pronunciamento.
- Custo atribuído: O CPC 37 permite a opção pela mensuração de um ativo imobilizado pelo custo atribuído na data de transição, conforme Interpretação Técnica "ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43". A Companhia optou por registrar ao valor de mercado, na data de transição, os ativos imobilizados das controladas CPFL Sul Centrais e CPFL Geração.
- As estimativas utilizadas na preparação das demonstrações financeiras em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009 são consistentes com as estimativas feitas nas mesmas datas de acordo com as práticas anteriormente adotadas no Brasil.

As principais naturezas de ajustes e reclassificações estão descritas a seguir.

Reclassificações nos valores das demonstrações financeiras anteriormente publicadas

De modo a adequar a apresentação das demonstrações financeiras ao novo padrão contábil, algumas reclassificações foram feitas buscando melhorias no entendimento das operações da Companhia. Estas reclassificações referem-se basicamente a (i) reclassificação dos saldos de provisões para contingências que antes eram apresentados líquido dos depósitos judiciais, (ii) transferência do saldo de créditos ou débitos fiscais do circulante para o não circulante e consequente realização do encontro dos saldos de ativos e passivos observadas às disposições contidas no CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Financeiras e CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, e (iii) transferência de saldos entre contas para abrir ou agrupar itens que passaram ou deixaram de ser relevantes na apresentação do balanço patrimonial, após a adoção das novas práticas.

Natureza dos ajustes na adoção inicial do IFRS

- Ajustes de consolidação

O conceito de consolidação aplicado pelas práticas contábeis anteriormente adotadas, difere dos conceitos previstos pelos CPCs 36 e 19 que estão fundamentados pelo critério de controle. De acordo com o CPC 36, controle é o poder de governar as políticas financeiras e operacionais da entidade de forma a obter benefício das suas atividades. O CPC 19, define que o controle em conjunto existe quando as decisões estratégicas e operacionais referentes à atividade requerem um consenso unânime das partes que detêm o controle compartilhado, permitindo então a consolidação proporcional das demonstrações financeiras da controlada.

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

A aplicação destes conceitos para os investimentos detidos pela Companhia resultou na alteração do critério de consolidação da controlada CERAN, que passou a ser consolidada de forma integral. O ajuste registrado nestas linhas refere-se aos saldos da diferença entre 100% e a participação detida nesta controlada que foram acrescidos linha a linha para fins de consolidação.

-Reversão de ativos e passivos regulatórios

As concessionárias de energia elétrica possuíam, até 31 de dezembro de 2008, saldos de ativos regulatórios referentes a pagamentos antecipados efetuados pela concessionária relativos ao aumento dos custos de aquisição de energia elétrica e de gastos com encargos do sistema, dentre outros, que foram recebidos através do aumento da tarifa concedida pelo órgão regulador nos exercícios seguintes. Possuíam também saldos de passivos regulatórios relativos à redução desses custos não gerenciáveis que deveria ser devolvido aos consumidores através de redução subsequente na tarifa.

De acordo com as novas práticas (vide nota 3.13 de nossas demonstrações financeiras), estes ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados, uma vez que não atendem a definição de ativos e passivos conforme previsto na Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis.

O ajuste registrado desta natureza refere-se à reversão dos saldos dos ativos e passivos regulatórios nas controladas de distribuição. A nota explicativa 37 de nossas demonstrações financeiras apresenta a composição destes saldos para as datas base apresentadas.

- ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura

Pelas práticas contábeis anteriores, toda a infraestrutura de concessão era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão. O ICPC 01 altera a forma de registro das concessões quando determinadas condições são atendidas tais como: (i) controle sobre as atividades que devem ser prestadas, para quem os serviços serão prestados e a que preço, e (ii) reversão dos ativos para o Poder Concedente ao término da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição foi segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que fossem registrados nas demonstrações financeiras (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 e amortizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de Reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido.

O montante remanescente foi registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

As controladas de distribuição, seguindo orientações do ICPC01 e OCPC05, aplicaram os conceitos de forma retroativa e reconstruíram a base contábil da infraestrutura de modo que os custos utilizados para formação do ativo intangível e financeiro estejam em completa consonância com as disposições contidas nas normas contábeis internacionais.

O ajuste nas linhas de receita líquida e custo dos serviços prestados corresponde ao registro da receita de prestação de serviços de construção dos ativos de distribuição realizados pelas concessionárias.

- Registro do ativo imobilizado pelo custo atribuído

A Companhia optou por utilizar-se da isenção prevista no CPC 37 quanto à valorização do ativo imobilizado, na data de transição, para os ativos das controladas CPFL Sul Centrais e CPFL Geração, considerando como custo atribuído o valor justo na data de transição.

O ajuste nesta linha corresponde ao registro da mais valia atribuída aos ativos reavaliados, realizado contra o patrimônio líquido, no montante de R\$ 1.002.991 mil (R\$661.974 mil líquido dos efeitos fiscais, data base 01 de janeiro de 2009).

- Uso do bem público

A controlada CERAN e as controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, quando da assinatura dos respectivos Contratos de Concessão, assumiram perante a União obrigações relativas à outorga da concessão, a título de "Uso do bem público". As obrigações são atualizadas anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M.

Até 31 de dezembro de 2008, as controladas registravam as despesas de outorga na demonstração do resultado conforme vencimento contratual. De acordo com as novas práticas, os valores do passivo de Uso do bem público, descontados a

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

valor presente de acordo com as taxas de captação de cada empreendimento, foram reconhecidos na data de assinatura do contrato tendo como contrapartida um ativo intangível relacionado ao direito de explorar a concessão.

O ajuste na data de transição corresponde ao registro do passivo de UBP (já descontado das despesas reconhecidas pelas práticas anteriormente adotadas) no montante de R\$ 424.115 mil, tendo como contrapartida R\$ 395.247 mil e R\$ 28.868 mil (R\$19.053 mil líquidos dos efeitos fiscais) referente ao registro do ativo intangível e prejuízo acumulado do período.

- Depreciação pelo prazo de concessão

Os contratos de concessão da controlada CERAN e das controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó estão sob a égide do Decreto 2003 de 1996. Em função de todas as discussões jurídicas e possíveis conflitos existentes entre (i) a redação da Lei de Concessões, (ii) interpretações do próprio decreto, e (iii) forma como os contratos de concessões foram redigidos, a Companhia conservadoramente procedeu aos ajustes nas respectivas taxas de depreciação de modo que o ativo imobilizado relacionado ao projeto básico seja depreciado pela vida útil do bem, desde que limitada ao prazo de vencimento da concessão.

- Benefício a empregados (plano de pensão)

A Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais acumulados em 1º de janeiro de 2009. O ajuste nesta linha de R\$ 294.939 mil (R\$ 194.660 mil líquido dos efeitos fiscais) corresponde ao registro da perda atuarial acumulada existente na data de transição, de acordo com o CPC 37, para todos os planos de benefício definido das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE.

- Baixa do deságio

De acordo com o CPC 15 "Combinação de Negócios", o deságio registrado de acordo com as práticas contábeis anteriores deve ser baixado na data de transição para as práticas contábeis internacionais.

Na linha de Investimentos foi efetuado o ajuste de R\$ 12.828 mil (R\$ 8.466 mil líquido dos efeitos fiscais) referente à baixa contra lucros acumulados no balanço patrimonial de abertura na data de transição.

- Garantias fornecidas

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2008, não havia nenhum pronunciamento específico referente às exigências da contabilização de garantias, e, portanto, a emissão de garantias não era registrada nas demonstrações financeiras.

Com a adoção dos pronunciamentos que tratam sobre reconhecimento, mensuração, apresentação e evidência de instrumentos financeiros (CPC 38, CPC 39 e CPC 40) a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a registrar as garantias emitidas superiores a sua participação nos empreendimentos controlados em conjunto.

Estas garantias são inicialmente registradas ao valor justo da obrigação no momento de sua emissão. Desta forma, a Companhia registrou um passivo em Outras Contas a Pagar correspondente ao valor justo da garantia contratada em 01 de janeiro de 2009 no montante total de R\$ 63.692 mil, que será amortizado por um crédito na receita financeira de acordo com a liberação do risco sob as garantias.

As contrapartidas foram registradas como Outros Ativos no montante de R\$ 45.860 mil. O valor correspondente à participação da Companhia em cada controlada em conjunto e os montantes que não serão reembolsados pelos outros acionistas das controladas em conjunto são reconhecidos no resultado como despesa financeira até o final de seu vencimento. Qualquer valor remanescente está sujeito a reembolso pelos outros acionistas das controladas em conjunto. O ajuste líquido em 01 de janeiro de 2009, efetuado contra lucros acumulados, foi de R\$ 17.832 mil (R\$11.769 mil líquidos dos efeitos fiscais).

- Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com as práticas anteriormente adotadas, o saldo de lucros acumulados deveriam ter uma destinação ao término do exercício. A parcela correspondente a destinação de dividendos era provisionada de acordo com a proposta da Administração, mesmo estando sujeita à aprovação pela AGO.

De acordo com as práticas contábeis atuais, a parcela que excede ao dividendo mínimo obrigatório só será provisionada após aprovação em AGO, momento pelo qual passa a atender aos critérios de obrigação conforme determinado pelo CPC 25. O ajuste apresentado reflete a reversão da provisão para dividendo a pagar adicional ao mínimo obrigatório ainda não aprovado em assembleia.

- Reserva de avaliação patrimonial

Os ajustes neste grupo correspondem (i) ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras e (ii) à

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

contrapartida da atualização financeira do ativo financeiro da concessão.

- Participação de acionistas não controladores

De acordo com as novas práticas contábeis, através do CPC 26, a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a classificar a participação de acionistas não controladores como parte do resultado consolidado e como parte do patrimônio líquido nas demonstrações financeiras consolidadas.

Até 31 de dezembro de 2008, no balanço patrimonial consolidado, este saldo era apresentado no passivo, sendo o ajuste nesta linha correspondente à reclassificação do passivo para o patrimônio líquido.

O valor anteriormente apresentado como lucro líquido agora é apresentado como lucro líquido atribuível à Companhia e a parcela dos não controladores como lucro líquido atribuível a não controladores.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

O impacto da transição para as práticas contábeis internacionais no balanço patrimonial, patrimônio líquido em 01º de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2009, assim como o resultado do exercício e na demonstração do fluxo de caixa de 2009 está descrito a seguir. A coluna referência diz respeito ao número da nota explicativa de nossa demonstração financeira referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, descrevendo a natureza do ajuste.

i. Balanço patrimonial de abertura em 1º de janeiro de 2009 (R\$ mil):

ATIVO	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
CIRCULANTE						
Disponibilidades		737.847	-	20.607	-	758.454
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	1.721.028	(82.462)	6.121	(41.532)	1.603.155
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-
Títulos e Valores Mobiliários		38.249	-	-	-	38.249
Tributos a Compensar		174.294	-	1.673	-	175.967
Derivativos		36.520	-	-	-	36.520
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa		(82.462)	82.462	-	-	-
Estoques		15.594	7.636	-	-	23.230
Arrendamento		-	1.133	-	-	1.133
Créditos Fiscais Diferidos		220.144	(220.144)	-	-	-
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	101.882	(14.065)	745	(88.562)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	638.229	-	-	(638.229)	-
Outros		110.793	5.296	85	2.223	118.397
		<u>3.712.118</u>	<u>(220.144)</u>	<u>29.231</u>	<u>(766.100)</u>	<u>2.755.105</u>
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	286.144	-	-	(7.814)	278.330
Coligadas, Controladas e Controladora		-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais		599.973	149.998	3	-	749.974
Títulos e Valores Mobiliários		96.786	-	-	-	96.786
Tributos a Compensar		101.948	-	3.219	-	105.167
Derivativos		396.875	-	-	-	396.875
Créditos Fiscais Diferidos		1.132.736	220.144	-	241.251	1.594.131
Arrendamento		-	5.256	-	-	5.256
Ativo financeiro da concessão	5.3.3	-	-	-	582.241	582.241
Entidade de previdência privada		-	-	-	-	-
Outros Investimentos ao custo		-	116.249	-	-	116.249
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	99.210	(10.258)	-	(88.952)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	157.435	-	-	(157.435)	-
Outros	5.3.8	221.330	5.002	15.891	46.238	288.461
Investimentos	5.3.8	103.598	(117.393)	-	13.795	-
Imobilizado	5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.6	6.614.347	-	398.467	(2.306.277)	4.706.537
Intangível	5.3.3 / 5.3.5	2.700.136	29.492	53	3.322.463	6.052.144
Diferido		20.536	(28.348)	7.812	-	-
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>12.531.054</u>	<u>370.142</u>	<u>425.445</u>	<u>1.645.510</u>	<u>14.972.151</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>16.243.172</u>	<u>149.998</u>	<u>454.676</u>	<u>879.410</u>	<u>17.727.256</u>

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

CIRCULANTE	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
Fornecedores		982.344	-	3.560	-	985.904
Encargos de dívidas		29.081	-	937	-	30.018
Encargos de debêntures		102.112	-	1	-	102.113
Empréstimos e financiamentos		523.167	-	33.038	-	556.205
Debêntures		580.076	-	-	-	580.076
Entidade de previdência privada	5.3.7	44.088	-	-	1.169	45.257
Taxas regulamentares		94.054	-	476	-	94.530
Impostos, taxas e contribuições		464.339	-	437	(8.104)	456.672
Dividendos e juros sobre capital próprio	5.3.8	632.087	-	69	(614.644)	17.512
Obrigações estimadas com pessoal		46.244	-	140	-	46.384
Provisão para contingências		15	(23)	8	-	-
Derivativos		53.443	-	-	-	53.443
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	15.228	15.228
Débitos fiscais diferidos		-	-	-	-	-
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	165.871	-	-	(165.871)	-
Outras contas a pagar	5.3.2	524.898	(124.865)	978	(121.323)	279.688
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		4.241.819	(124.888)	39.644	(893.545)	3.263.030
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores		85.311	-	-	-	85.311
Encargos de dívidas		74.104	-	-	-	74.104
Empréstimos e financiamentos		3.836.882	-	249.257	-	4.086.139
Debêntures		2.026.890	-	-	-	2.026.890
Entidade de previdência privada	5.3.7	508.194	-	-	293.770	801.964
Tributos e contribuições sociais		2.242	-	1	-	2.243
Débitos fiscais diferidos		4.203	-	-	270.639	274.842
Provisão para contingências		107.642	274.886	(1)	-	382.527
Derivativos		961	-	-	-	961
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	408.887	408.887
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	40.779	-	-	(40.779)	-
Outras contas a pagar	5.3.2 / 5.3.8	207.194	-	-	62.318	269.512
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		6.894.402	274.886	249.257	994.835	8.413.380
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social		4.741.175	-	-	-	4.741.175
Reserva de capital		16	-	-	-	16
Reserva de lucro		277.428	-	-	-	277.428
Dividendo adicional proposto	5.3.8	-	-	-	606.105	606.105
Reserva de avaliação patrimonial	5.3.8	-	-	-	799.870	799.870
Lucro (prejuízo) acumulado		-	-	-	(631.911)	(631.911)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores		5.018.619	-	-	774.064	5.792.683
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		88.332	-	165.775	4.056	258.163
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		5.106.951	-	165.775	778.120	6.050.846
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		16.243.172	149.998	454.676	879.410	17.727.256

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**ii. Balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2009 (R\$ mil):**

ATIVO	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
CIRCULANTE						
Disponibilidades		1.473.175	-	14.068	-	1.487.243
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	1.840.107	(81.974)	6.250	(11.525)	1.752.858
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-
Títulos e Valores Mobiliários		39.253	-	-	-	39.253
Tributos a Compensar		190.983	-	1.295	-	192.278
Derivativos		795	-	-	-	795
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa		(81.974)	81.974	-	-	-
Estoques		17.360	-	-	-	17.360
Arrendamento		-	2.949	-	-	2.949
Créditos Fiscais Diferidos		162.779	(162.779)	-	-	-
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	124.086	(14.354)	28	(109.760)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	332.813	-	-	(332.813)	-
Outros		145.055	11.405	100	-	156.560
		<u>4.244.432</u>	<u>(162.779)</u>	<u>21.741</u>	<u>(454.098)</u>	<u>3.649.296</u>
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	226.314	-	-	(1.427)	224.887
Coligadas, Controladas e Controladora		-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais		654.506	139.671	-	-	794.177
Títulos e Valores Mobiliários		79.835	-	-	-	79.835
Tributos a Compensar		110.014	-	3.221	-	113.235
Derivativos		7.881	-	-	-	7.881
Créditos Fiscais Diferidos		1.117.736	162.779	-	6.290	1.286.805
Arrendamento		-	21.243	-	-	21.243
Ativo financeiro da concessão	5.3.3	-	-	-	674.029	674.029
Entidade de previdência privada	5.3.7	-	3.054	-	6.671	9.725
Outros Investimentos ao custo		-	116.477	-	-	116.477
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	64.201	(6.573)	-	(57.628)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	42.813	-	-	(42.813)	-
Outros	5.3.8	160.760	(14.670)	12.826	78.113	237.029
Investimentos	5.3.8	104.801	(117.621)	-	12.820	-
Imobilizado	5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.6	7.487.216	-	399.445	(2.673.622)	5.213.039
Intangível	5.3.3 / 5.3.5	2.554.400	22.218	347	3.486.136	6.063.101
Diferido		15.081	(21.074)	5.993	-	-
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>12.625.558</u>	<u>305.504</u>	<u>421.832</u>	<u>1.488.569</u>	<u>14.841.463</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>16.869.990</u>	<u>142.725</u>	<u>443.573</u>	<u>1.034.471</u>	<u>18.490.759</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE						
Fornecedores		1.021.348	-	104	-	1.021.452
Encargos de dívidas		26.543	-	1.119	-	27.662
Encargos de debêntures		101.284	-	-	-	101.284
Empréstimos e financiamentos		697.223	-	31.691	-	728.914
Debentures		499.025	-	-	-	499.025
Entidade de previdência privada		44.484	-	-	-	44.484
Taxas regulamentares		62.999	-	751	-	63.750
Impostos, taxas e contribuições		489.976	-	8.634	-	498.610
Dividendos e juros sobre capital próprio	5.3.8	684.185	-	4.836	(663.737)	25.284
Obrigações estimadas com pessoal		50.620	-	278	-	50.898
Derivativos		7.012	-	-	-	7.012
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	15.697	15.697
Débitos fiscais diferidos		2.258	(2.258)	-	-	-
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	313.463	-	-	(313.463)	-
Outras contas a pagar	5.3.2	584.614	(122.792)	1.055	(124.016)	338.861
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		<u>4.585.034</u>	<u>(125.050)</u>	<u>48.468</u>	<u>(1.085.519)</u>	<u>3.422.933</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores		42.655	-	-	-	42.655
Encargos de dívidas		62.427	-	-	-	62.427
Empréstimos e financiamentos		3.515.236	-	213.806	-	3.729.042
Debêntures		2.751.169	-	-	-	2.751.169
Entidade de previdência privada	5.3.7	425.366	3.054	-	294.866	723.286
Tributos e contribuições sociais		1.639	-	-	-	1.639
Débitos fiscais diferidos		4.376	2.258	-	275.376	282.010
Provisão para contingências		38.181	262.463	-	-	300.644
Derivativos		5.694	-	-	-	5.694
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	405.837	405.837
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	108.691	-	-	(108.691)	-
Outras contas a pagar	5.3.2 / 5.3.8	161.539	-	-	65.105	226.644
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		<u>7.116.973</u>	<u>267.775</u>	<u>213.806</u>	<u>932.493</u>	<u>8.531.047</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social		4.741.175	-	-	-	4.741.175
Reserva de capital		16	-	-	-	16
Reserva de lucro		341.751	-	-	-	341.751
Dividendo adicional proposto	5.3.8	-	-	-	655.017	655.017
Reserva de avaliação patrimonial	5.3.8	-	-	-	765.667	765.667
Lucro (prejuízo) acumulado		-	-	-	(234.278)	(234.278)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores		5.082.942	-	-	1.186.406	6.269.348
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		85.041	-	181.301	1.089	267.431
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>5.167.983</u>	<u>-</u>	<u>181.301</u>	<u>1.187.495</u>	<u>6.536.779</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>16.869.990</u>	<u>142.725</u>	<u>443.575</u>	<u>1.034.469</u>	<u>18.490.759</u>

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**iii. Demonstração do resultado do exercício – 2009 (R\$ mil):**

	Referência	Anteriormente publicado	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.5 / 5.3.8	10.565.982	73.364	718.660	11.358.006
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Custo com energia elétrica	5.3.2	(6.531.022)	(5.049)	521.562	(6.014.509)
Custo de operação	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.5 / 5.3.6 / 5.3.7	(943.492)	(18.199)	(92.247)	(1.053.938)
Custo do serviço prestado a terceiros	5.3.3	(5.387)	-	(615.557)	(620.944)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		3.086.081	50.116	532.418	3.668.615
Despesas operacionais					
Despesas com vendas	5.3.2	(255.114)	-	(85)	(255.199)
Despesas gerais e administrativas	5.3.2 / 5.3.3	(384.086)	(1.723)	(17.581)	(403.390)
Outras despesas operacionais	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.4	(245.562)	(255)	18.474	(227.343)
		(884.762)	(1.978)	808	(885.932)
RESULTADO DO SERVIÇO		2.201.319	48.138	533.226	2.782.683
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas	5.3.2 / 5.3.8	376.996	2.851	(28.487)	351.360
Despesas	5.3.3 / 5.3.5 / 5.3.8	(692.927)	(20.100)	51.961	(661.066)
		(315.931)	(17.249)	23.474	(309.706)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		1.885.388	30.889	556.700	2.472.977
Contribuição social		(155.459)	(2.787)	(50.101)	(208.348)
Imposto de renda		(428.847)	(7.739)	(139.176)	(575.761)
		(584.306)	(10.526)	(189.277)	(784.109)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.301.082	20.363	367.423	1.688.868
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores		1.286.470	-	370.827	1.657.297
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores		14.612	20.363	(3.404)	31.571

iv. Reconciliação do balanço patrimonial, do patrimônio líquido e do lucro líquido de 2008 e 2009 (R\$ mil):

	Patrimônio líquido									
	Reserva de avaliação patrimonial					Participação dos não controladores				
	Ativo	Passivo	Capital e reservas	Dividendo adicional proposto	Custo atribuído	Instrumentos financeiros	Lucros (prejuízos) acumulados	PL Controlador	PL não controladores	Total do PL
01/01/2009										
Anteriormente publicado	16.243.172	11.136.221	5.018.619	-	-	-	-	5.018.619	88.332	5.106.951
Reclassificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósito judicial	149.998	149.998	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(6.104)	(6.104)	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidação	454.847	289.074	-	-	-	-	-	-	165.773	165.773
Ajustes										
Estorno de ativos e passivos regulatórios	(1.022.524)	(331.569)	-	-	-	-	(690.794)	(690.794)	(162)	(690.956)
Plano de pensão	-	294.939	-	-	-	-	(294.939)	(294.939)	-	(294.939)
ICPC 01 - Contratos de concessão	200.186	-	-	-	-	208.930	196.701	196.701	3.485	200.186
Ativo imobilizado - custo atribuído	1.002.991	-	-	-	1.002.991	-	(12.229)	1.002.991	-	1.002.991
Baixa de deságio	12.828	-	-	-	-	-	12.828	12.828	-	12.828
Garantias	45.860	63.692	-	-	-	-	(17.832)	(17.832)	-	(17.832)
Uso do bem público	395.247	424.115	-	-	-	-	(18.764)	(18.764)	(10.104)	(28.868)
Outros	372	(5)	-	-	-	-	377	377	-	377
Dividendo	-	(614.542)	-	606.105	(341.016)	(71.035)	389.442	606.105	8.537	614.542
Efeitos fiscais	250.383	270.691	-	-	-	-	(22.609)	2.302	-	(20.307)
Saldo após adoção das novas práticas	17.727.256	11.676.410	5.018.619	606.105	661.975	137.895	(631.911)	5.792.683	258.163	6.050.846

	Patrimônio líquido									
	Reserva de avaliação patrimonial					Participação dos não controladores				
	Ativo	Passivo	Capital e reservas	Dividendo adicional proposto	Custo atribuído	Instrumentos financeiros	Lucros (prejuízos) acumulados	PL Controlador	PL não controladores	Lucro líquido 2009
31/12/2009										
Anteriormente publicado	16.869.991	11.702.008	5.082.942	-	-	-	-	5.082.942	85.941	5.167.983
Reclassificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósito judicial	139.671	139.671	-	-	-	-	-	-	-	-
Plano de pensão	3.054	3.054	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidação	443.576	262.275	-	-	-	-	-	-	181.301	20.363
Ajustes										
Estorno de ativos e passivos regulatórios	(555.966)	(548.095)	-	-	-	-	(7.987)	(7.987)	116	619.898
Plano de pensão	6.671	294.863	-	-	-	-	(288.192)	(288.192)	-	6.747
ICPC 01 - Contratos de concessão	165.927	-	-	-	-	196.817	181.746	181.746	165.926	(4.329)
Ativo imobilizado - custo atribuído	963.440	-	-	-	963.440	-	(15.071)	963.440	3.280	(39.551)
Baixa de deságio	12.828	-	-	-	-	-	12.828	12.828	-	12.828
Garantias	50.052	71.151	-	-	-	-	(21.099)	(21.099)	-	(3.267)
Uso do bem público	392.217	421.534	-	-	-	-	(19.291)	(19.291)	(10.026)	(450)
Depreciação ativos geração	(27.288)	-	-	-	-	-	(21.730)	(21.730)	(5.558)	(27.288)
Outros	1.197	(3.336)	-	-	-	(348)	5.311	4.963	(430)	4.941
Dividendo	-	(664.522)	-	655.017	(327.570)	(66.672)	120.953	655.017	9.505	664.522
Efeitos fiscais	6.289	275.377	-	-	-	-	(273.289)	4.202	-	(189.278)
Saldo após adoção das novas práticas	18.490.759	11.953.980	5.082.942	655.017	636.970	129.797	(234.278)	6.269.346	267.431	1.688.868

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

v. Demonstração do Fluxo de Caixa de 2009 (R\$ mil):

	<u>Anteriormente publicado</u>	<u>Consolidação</u>	<u>Ajustes</u>	<u>Novas práticas</u>
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	1.870.776	25.406	576.795	2.472.977
Ajustes ao lucro	1.181.792	35.414	86.612	1.303.818
Ativos Operacionais	364.677	343	(452.179)	(87.159)
Passivos Operacionais	(995.105)	(30.027)	(225.243)	(1.250.375)
Caixa oriundo das atividades operacionais	<u>2.422.140</u>	<u>31.136</u>	<u>(14.015)</u>	<u>2.439.261</u>
Aquisições de Imobilizado	(1.233.695)	(10.620)	695.269	(549.046)
Adições de Intangível	(93.317)	(31)	(585.706)	(679.054)
Outros	78.755	4.208	(93.764)	(10.801)
Caixa oriundo das atividades de investimento	<u>(1.248.257)</u>	<u>(6.443)</u>	<u>15.799</u>	<u>(1.238.901)</u>
Caixa oriundo das atividades de financiamento	(438.555)	(31.232)	(1.784)	(471.571)
Aumento (Redução) no caixa e equivalentes de caixa	735.328	(6.539)	-	728.789
Saldo inicial no caixa e equivalentes de caixa	<u>737.847</u>	<u>20.607</u>	<u>-</u>	<u>758.454</u>
Saldo final no caixa e equivalentes de caixa	<u>1.473.175</u>	<u>14.068</u>	<u>-</u>	<u>1.487.243</u>

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**2011**

O parecer dos auditores independentes, datado de 24 de fevereiro de 2012, 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.

2010

O parecer dos auditores independentes, datado de 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.

2009

O parecer dos auditores independentes, datado de 08 de fevereiro de 2010, contém uma ênfase referente ao componente financeiro relacionado à sobrecontratação de energia das controladas diretas Companhia Piratininga de Força e Luz e Companhia Paulista de Força e Luz. No reajuste tarifário de 2009, previsto no contrato de concessão, a ANEEL homologou, em caráter provisório este componente.

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

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

Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas obrigam a Companhia 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 obrigar a Companhia e suas controladas a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. As avaliações em 2011, 2010 e 2009 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos.

Plano de Pensão

A Companhia e suas 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. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras.

Impostos diferidos

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

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se a Companhia e suas controladas forem 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, podem estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto da Companhia e suas controladas e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisões para Contingências

A Companhia e suas subsidiárias são partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

As provisões para contingências 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 contingências são realizadas por vários especialistas internos e externos da Companhia. O registro das contingências requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da administração a respeito da exposição a contingências pode se alterar à medida que se dêem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho das contingências pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

Instrumentos financeiros

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

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

Apesar do Governo Federal ainda não ter definido uma metodologia ou um critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos, nossa administração acredita que será baseada ao menos no modelo de precificação das tarifas. Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição de sua base do ativo financeiro para compensação pelo montante ratificado pela agência reguladora e utilizando o IGP-M, como a melhor estimativa para o ajuste do valor base ao valor de mercado em datas subsequentes, em conformidade com o processo de revisão tarifária.

Entretanto, como a metodologia e o critério para avaliação da remuneração ainda são incertos, preparamos uma análise de sensibilidade de nossos resultados para uma mudança potencial na nossa premissa com relação à adoção do modelo de precificação tarifária, que inclui ajuste com base no IGP-M. A análise de sensibilidade descreve o impacto do pagamento de ativos financeiros com base no custo histórico. A análise de sensibilidade encontra-se descrita na nota explicativa 34.e.3 das nossas demonstrações financeiras.

Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis

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

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

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

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

Atualmente, todos os processos e controles internos relevantes para as demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos gestores da Companhia, 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 2011, 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 2011.

Controles Internos de Informações Financeiras

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a divulgação de informações financeiras. Os 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 das demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os 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 das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da administração e diretoria; e (iii) provêem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de ativos que poderiam gerar efeito material nas demonstrações financeiras.

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

A eficácia dos controles internos sobre a divulgação das informações financeiras com relação às Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2011 foi auditada pela KPMG Auditores Independentes, 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, a Administração da Companhia atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas ou fraquezas materiais nos controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

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

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

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

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

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos exercícios de 2011, 2010 e de 2009.

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

- a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):***
- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
 - ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
 - iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
 - iv. contratos de construção não terminada;***
 - v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2008, não havia nenhum pronunciamento específico referente às exigências da contabilização de garantias, e, portanto, a emissão de garantias não era registrada nas demonstrações financeiras.

Com a adoção dos pronunciamentos que tratam sobre reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de instrumentos financeiros (CPC 38, CPC 39 e CPC 40) a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a registrar as garantias emitidas superiores a sua participação nos empreendimentos controlados em conjunto.

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

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

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

- a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;*
- b) natureza e o propósito da operação;*
- 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.