

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da CPFL Energia S.A. (CPFL Energia) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da companhia, com os pareceres dos auditores independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2010, exceto quando especificado em contrário.

1. Considerações iniciais

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

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

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

investimentos para atendimento ao crescimento do mercado e manutenção da rede, exigiram investimentos por parte das nossas distribuidoras, só no ano passado, de R\$ 1.065 milhões.

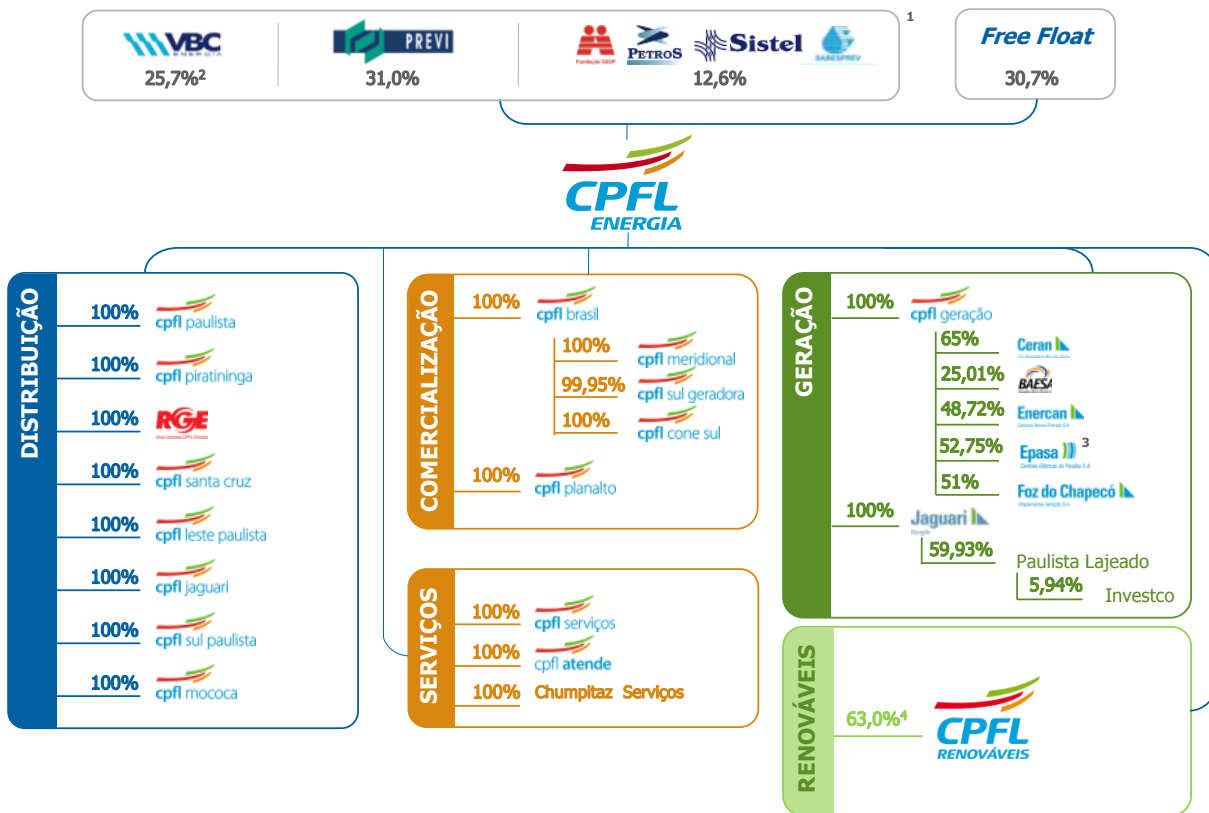
Quanto ao restante dos investimentos feitos no último exercício, R\$ 823 milhões foram destinados à geração e R\$ 17 milhões para comercialização de energia e serviços.

Alinhado às grandes transformações que estão acontecendo no mundo e no setor de energia elétrica, o Grupo se antecipou em 2011 e criou o Programa de Transformação, que envolve mudanças organizacionais e culturais em todas as nossas empresas, visando uma estrutura mais ágil, moderna e adequada ao crescimento do Grupo, além de privilegiar o foco nas operações mais estratégicas, potencializar a atuação em relacionamentos institucionais e viabilizar a gestão da mudança da cultura e dos processos de tomada de decisão da companhia. A primeira fase do programa foi concluída em dezembro de 2011, com o desenho e a implantação de uma nova estrutura organizacional. O programa ainda contempla a criação e revisão dos comitês de tomada de decisão, além de várias frentes voltadas para mudança de comportamento e cultura, que deverão acontecer ao longo de 2012. Concomitantemente com o Programa de Transformação está a implantação do Orçamento Base Zero, que já apresentou, até agora, melhorias no processo de elaboração dos orçamentos das unidades de negócio e trará importante redução de custos para o Grupo.

As realizações e os resultados alcançados em 2011 pelo Grupo reafirmam nossa estratégia de negócios, que busca incessantemente ampliar a participação no mercado brasileiro de energia, em todos os segmentos em que atua, com diferenciais de eficiência e qualidade. Prova disso são alguns dos prêmios recebidos durante o exercício que refletem a qualidade de nossa gestão: o Prêmio Nacional da Qualidade – PNQ, em que a CPFL Paulista e a RGE foram vencedoras; o anuário Valor 1000 do Jornal Valor Econômico, em que a CPFL Energia foi reconhecida como a melhor empresa de Energia Elétrica; o Prêmio Exame “Maiores e Melhores”, com o título de melhor empresa do setor de energia para a CPFL Brasil; o Prêmio Abradee, concedido à CPFL Piratininga por sua gestão econômico-financeira, e à RGE, como a melhor distribuidora da região sul; e o reconhecimento da CPFL Energia pela *Management & Excellence*, como a empresa de energia mais sustentável da América Latina, pelo 3º ano consecutivo. Nos últimos anos, nosso Grupo vem desenvolvendo competências para aproveitar as oportunidades criadas com o crescimento e a diversificação da economia brasileira.

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (*simplificado*)

A CPFL Energia atua como *holding*, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2011

Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações da empresa Camargo Corrêa S.A.;
- (3) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (4) Pro-forma - CPFL Energia detém 63,0% de participação na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração com 35,5% e da CPFL Brasil com 27,5%.

2. Comentário sobre a conjuntura

AMBIENTE MACROECONÔMICO

Após a crise de 2008 e 2009, a economia global assistiu à recuperação dos países centrais e, em maior medida, dos países emergentes. Em 2010, esses dois grupos de países foram estimulados por políticas econômicas que buscavam reativar a demanda doméstica, e que resultaram em elevação dos gastos públicos e do investimento.

Por conta disso, a maioria das estimativas para 2011 contemplava a manutenção da recuperação mundial. Porém, a ação simultânea de fatores adversos considerados transitórios (eventos naturais, climáticos e conflitos geopolíticos) e estruturais alterou o cenário macroeconômico no 1º semestre de 2011. Quanto às causas estruturais, destacou-se o impasse político no Congresso americano para a aprovação do teto do endividamento federal, expondo as fissuras políticas desse governo para a aprovação de programas de estímulo à economia, levando à desconfiança internacional quanto à hegemonia dos EUA. Na Europa, a piora da situação econômica foi clara, principalmente no 2º semestre de 2011. Inicialmente a crise se restringia às dívidas soberanas de pequenas economias da Zona do Euro, mas isso rapidamente se irradiou para o setor privado e países com maior porte (Espanha e Itália, principalmente). A postura reticente do Banco Central Europeu (BCE) em atuar como prestador em última instância – motivado pela posição contrária da Alemanha – abalou os níveis de confiança e volatilidade, repercutindo na queda dos investimentos e na elevação do desemprego. Já os países emergentes, que vinham em rota de crescimento, tiveram que refrear suas economias para promover o controle da inflação, e também foram relativamente influenciados pelo cenário mundial desfavorável.

No 4º trimestre de 2011, os resultados da economia americana surpreenderam as expectativas do mercado e levaram a LCA Consultores a rever a projeção de crescimento do PIB de 2012, de 1,6% para 2%. Na Europa, o BCE vem recentemente garantindo liquidez ao mercado interbancário, porém, a aprovação de medidas de austeridade pelos países da União Europeia deverá conter o crescimento no curto prazo das nações fragilizadas. Os países emergentes, por sua vez, ainda se encontram em desaceleração, mas detêm melhores condições fiscais, o que lhes permite voltar a crescer rapidamente. Em suma, esse também deverá ser o cenário para a economia brasileira em 2012. Estima-se que a alta do PIB brasileiro passe de 2,7% em 2011 para 3,1% a 3,3% em 2012, segundo fontes do mercado (LCA Consultores e Focus). Apesar da desaceleração, as perspectivas para o mercado interno continuam boas, dado o ciclo de investimentos e o baixo desemprego.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Segmento de Distribuição

Para o segmento de distribuição, o ano de 2011 foi marcado, na regulação econômica, pela homologação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no âmbito dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET") das metodologias e critérios gerais aplicáveis ao terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, envolvendo: (i) a definição dos novos custos da Parcela B (custos gerenciáveis) para aplicação do Reposicionamento Tarifário conforme disposto na Resolução Normativa ("REN") nº 463/2011; e (ii) a definição de novos parâmetros regulatórios para cálculo da Estrutura Tarifária, conforme disposto na REN nº 464/2011.

Por outro lado, em face das discussões envolvendo essas metodologias não terem sido concluídas a tempo, a Aneel teve que postergar a aplicação das mesmas nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias com revisão em 2011 e início de 2012.

Já em relação à regulação técnica e comercial, destacam-se os seguintes fatores: (i) as novas condições gerais de fornecimento de energia elétrica das Concessionárias de Distribuição foram definidas por meio da REN nº 414/2010, com vigência a partir de março/2011; (ii) o

pagamento compulsório, a partir de setembro de 2011, da transgressão de padrões de qualidade do atendimento comercial - Anexo III da REN nº 414/2010; (iii) a publicação das regras referentes ao funcionamento dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica (REN nº 451/2011) e das Ouvidorias (REN nº 470/2011), para atuação no âmbito das concessionárias; (iv) a revisão do manual de orientação dos trabalhos de auditoria contábil e financeira dos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e do Programa de Eficiência Energética (PEE) conforme Despacho 512/2011; (v) a implementação, a partir de janeiro de 2011, da nova metodologia para estabelecimento dos conjuntos elétricos, agora definidos a partir das subestações, bem como a aprovação do indicador de desempenho global de continuidade, ambos resultantes da Audiência Pública ("AP") 046/2010; (vi) a criação, após a AP 064/2011, de um novo indicador de continuidade individual ("DICRI"), apurado quando das ocorrências em dias críticos, e que incentivará, segundo a Aneel, a ação das distribuidoras na recomposição do sistema elétrico nesses dias; (vii) a alteração, como resultado da AP 025/2011, no âmbito dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional ("PRODIST"), da metodologia de cálculo de perdas na distribuição, a ser implementada no terceiro ciclo de revisões tarifárias.

Em 2011, a Aneel colocou também em discussão, por meio do mecanismo de Audiência Pública ("AP"), outros temas relevantes para as concessionárias de distribuição, destacando-se: (i) AP 007/2011 - revisão da RN nº 333/2008, quanto ao rito, momento, aspectos e condicionantes para a proposta de Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, entre a Aneel e as concessionárias, alternativamente à imposição de penalidade; (ii) AP 034/2011 - ressarcimento de Danos Elétricos no âmbito dos Procedimentos de Distribuição ("PRODIST"); (iii) AP 042/2011 - contribuições visando a redução das barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição, e alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar (Micro ou Minigeração Distribuída Incentivada); (iv) AP 049/2011 - revisão da RN nº 414/2010 em duas fases, sendo a primeira de caráter geral e a segunda visando a transferência dos ativos de Iluminação Pública; (v) AP 054/2011 - procedimentos de regularização, nos termos da RN nº 414/2010, dos ativos de iluminação pública registrados no Ativo Imobilizado em Serviço das concessionárias e das permissionárias de distribuição; (vi) AP 061/2011 - estabelecimento das condições para universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica, em função da instituição do Programa Luz para Todos para o período 2011 a 2014; (vii) AP 077/2011 - aprimoramento da regulamentação sobre a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica; (viii) AP 078/2011, referente à regulamentação dos procedimentos relativos aos processos de reajuste tarifário anual das Concessionárias de Distribuição e dos cálculos dos componentes financeiros dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET"); (ix) AP 079/2011 - recebimento de contribuições visando colher subsídios e contribuições para o aprimoramento do ato normativo que regulamenta a contratação de energia elétrica por consumidores no Ambiente de Contratação Livre ("ACL") e (x) AP 121/2011 para a revisão da vida útil dos ativos da distribuição.

Segmento de Geração

No segmento de geração, os principais destaques regulatórios do exercício foram: (i) aprovação do Código Florestal com a incorporação das contribuições dos geradores; (ii) Projeto de Lei PL 4404, que amplia a capacidade das PCHs de 30 MW para 50 MW e estabelece subsídios nas tarifas de uso para os autoprodutores (APE) até 30 MW; (iii) discussão na Câmara da criação de royalties a favor dos municípios com implantação das usinas eólicas; (iv) discussão da ampliação do mercado livre; (v) publicação da Resolução Normativa Aneel nº 467/2011, que regulamenta o Art. 20 da Lei nº 10.848/2004, de forma a permitir a mudança de regime de exploração das usinas de concessão de serviço público, oriundas de processo de desverticalização, para produção independente de energia mediante o pagamento de 2,5% a título de Uso do Bem Público (UBP), por até 5 anos; (vi) discussão setorial e no âmbito da Comissão Especial para tratar da renovação das concessões, culminando com a ação do TCU sobre o Governo determinando posicionamento sobre a forma legislativa e a definição da regra, se renovação ou licitação das concessões; (vii) início das discussões sobre a necessidade de construção de eclusas; (viii) autorização de alteração de combustível das

UTES; (ix) publicação da MP 517/10, prorrogando a RGR até 2035; (x) abertura de audiência pública para a instalação de mini e micro geração incentivada; (xi) realização dos leilões de energia de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA), por disponibilidade; (xii) regulamentação dos critérios para a consideração de PCHs nos modelos computacionais de planejamento e formação de preço; (xiii) aprimoramento da forma de aplicação da tarifa de uso do sistema (TUSDg) pelas usinas e estabeleceu a metodologia de cálculo da TUSDg para centrais geradoras que participaram do leilão de energia nova no ACR; (xiv) regulamentação da cessão e lastro de energia entre UTEs a biomassa comprometidas com CCEARs e as penalidades cabíveis; (xv) exclusão das usinas conectadas no sistema de distribuição e demais instalações de transmissão do rateio das perdas elétricas da Rede Básica.

TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Segmento de Distribuição

Reajuste Tarifário Anual de 2011: a Aneel aprovou o Índice de Reajuste Tarifário anual (IRT) de 2011 para sete das oito distribuidoras do Grupo, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa	CPFL Paulista	RGE
<i>Vigência >>>>>></i>	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	08/04/2011	19/06/2011
IRT Econômico	8,01%	6,42%	5,22%	6,57%	6,84%	6,11%	8,58%
Componentes Financeiros	15,61%	1,34%	0,25%	1,45%	2,66%	1,26%	8,63%
IRT Total	23,61%	7,76%	5,47%	8,02%	9,50%	7,38%	17,21%

Terceira Revisão Tarifária Periódica:

CPFL Piratininga

Em outubro de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, a Aneel prorrogou a vigência das tarifas da CPFL Piratininga até a conclusão da Audiência Pública AP040, para definição da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica. A aplicação da nova metodologia para a CPFL Piratininga deverá ocorrer em 2012.

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em dezembro de 2011, devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, e por meio da Resolução Normativa nº 471, a Aneel concedeu prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária até o início de 2012 (caso das distribuidoras: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa). A referida Resolução estabelece que os efeitos resultantes da revisão tarifária sejam aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário, incluindo seus efeitos retroativos. A aplicação da nova metodologia de revisão deverá ocorrer até fevereiro de 2013.

Principais alterações para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica:

- **Custos operacionais:** transição da metodologia de empresa de referência para o modelo de benchmark. Os custos definidos no ciclo anterior serão atualizados, revertendo para a modicidade tarifária os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras. Complementarmente, será feita uma avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Se houver diferença entre os dois resultados, será definida uma trajetória de custos operacionais por meio do Fator X;
- **Taxa de Retorno (WACC):** caiu de 9,95% para 7,5% (real e líquido de impostos). A queda visa refletir a redução do risco percebido para se investir em distribuição de energia no Brasil e diminuição dos custos de captação de recursos pelas distribuidoras, além de

ajustes metodológicos, tais como exclusão do risco regulatório e risco país apurado pela mediana, entre outros;

- **Fator XPd – Componente de Produtividade:** para se estimar os ganhos de produtividade, será observada a relação histórica entre a expansão do mercado e o crescimento dos custos das distribuidoras. (XPd: ponto central de 1,11%, cálculo ex-ante);
- **Fator XQ – Componente Qualidade:** trata as empresas diferentemente. As empresas que tiverem um melhor desempenho terão um maior benefício e menor penalidade. O inverso ocorre para as empresas que tiverem um pior desempenho de qualidade, sempre comparado com o histórico da própria empresa. (Para XQ = 0, variação nos índices de qualidade DEC e FEC entre -5% e + 5%);
- **Fator Xt – Trajetória:** aplicado se os custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, não estiverem contidos no intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking (XT limitado a +/- 2%);
- **Receitas Irrecuperáveis:** será considerada a inadimplência por classe de consumo e sobre encargos setoriais, com limite determinado pela Aneel;
- No caso de “**Outras receitas**”, as receitas por ultrapassagem de demanda (valor adicional que a distribuidora recebe quando um consumidor ultrapassa a demanda pré-estabelecida em contrato) e a cobrança de excedente de reativo dos consumidores (valor adicional recebido pela distribuidora quando um consumidor usa energia reativa* além dos níveis estabelecidos pela Aneel, sobrecarregando o sistema) passam a ser contabilizadas como “obrigações especiais”, sendo utilizadas em benefício do sistema de distribuição de energia elétrica, com consequentes reflexos sobre o consumidor final. **Essa determinação está suspensa por decisão judicial.**

(*) A energia reativa é consumida em função das características predominantemente indutivas e não-lineares de algumas cargas, como é o caso de lâmpadas fluorescentes, motores de geladeira, ar condicionado, computadores e transformadores. De forma geral, a energia reativa não produz trabalho e, portanto, reduz a eficiência do sistema.

Nota: Em janeiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) entrou com uma ação judicial com pedido de tutela antecipada contra a aplicação da metodologia de Outras Receitas no 3º ciclo, pela Aneel.

Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M. Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela Enercan utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

3. Desempenho operacional

VENDAS DE ENERGIA

As vendas nas áreas de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 54.590 GWh, um crescimento de 4,9% em relação aos 52.044 GWh vendidos em 2010. As vendas para o mercado cativo totalizaram 39.917 GWh, um aumento de 1,7%, sendo, ainda, faturados 14.674 GWh por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial, que, juntas, representam 54,3% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do Grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 4,9% e 5,9%, respectivamente. Os efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda e do emprego, do acesso ao crédito, das vendas de eletroeletrônicos e de eletrodomésticos e das vendas no comércio varejista) verificados nos últimos anos fizeram com que essas classes mantivessem o consumo elevado em 2011. A temperatura mais baixa, em relação a 2010, compensou parcialmente.
- **Classe industrial:** redução de 7,5%, influenciada pela desaceleração da produção industrial e pela migração de clientes para o mercado livre, refletida no crescimento da TUSD.

A quantidade de energia correspondente ao consumo dos clientes livres na área da CPFL Energia faturados por meio da TUSD atingiu 14.674 GWh, um aumento de 14,7%, reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre.

As vendas de comercialização e geração (exclusive partes relacionadas) atingiram 12.173 GWh, o que representou uma redução de 0,7%, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo da comercialização, ainda vigentes em 2010 e que venceram ao longo de 2011. Já as vendas para clientes livres tiveram alta, decorrente do aumento do número de clientes em carteira em 2011 comparado a 2010 (de 129 para 140).

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Grupo manteve a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano. E o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Indicadores DEC e FEC 2011 (Valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,77	6,44	15,19	8,43	9,66	7,00	9,06	5,95
FEC	5,36	4,87	9,44	8,15	6,17	5,10	5,73	5,24

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2011, o Grupo firmou um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Jantus, empresa voltada para geração de energia eólica, e um Contrato de Associação com a ERSa para combinar ativos e projetos relacionados à geração de energia alternativa renovável (PCHs, termelétricas movidas à biomassa e parques eólicos), criando a CPFL Renováveis, maior empresa no segmento de energias renováveis da América Latina. A CPFL Renováveis possui atualmente 652 MW de empreendimentos em operação, 765 MW em construção, 120 MW do Complexo Eólico Atlântica (parques que entrarão em operação em 2013), adquirido em janeiro de 2012, e 158 MW do Complexo Eólico Bons Ventos (parques que já estão em operação), adquirido em fevereiro de 2012, além de um portfólio de 2.743 MW para desenvolvimento, perfazendo um total de 4.438 MW.

A criação da CPFL Renováveis foi concluída em 24 de agosto de 2011 e a aquisição da Jantus, em 19 de dezembro de 2011. Com a CPFL Renováveis, cuja participação da CPFL Energia totaliza 63%, o início da operação das UTEs Bio Formosa e Bio Buriti e a aquisição de novos empreendimentos (PCH Santa Luzia e parques eólicos da Jantus), a capacidade instalada do Grupo CPFL, considerando as respectivas participações da CPFL Energia em cada um dos empreendimentos, 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).

4. Desempenho econômico-financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas auditadas.

Receita Operacional

A receita operacional líquida cresceu 6,2% (R\$ 740 milhões), atingindo R\$ 12.764 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\$ 11.634 milhões, um crescimento de 6,0% (R\$ 654 milhões).

Essa variação é decorrente principalmente dos seguintes fatores:

- (i) Reajustes tarifários das distribuidoras;
- (ii) Aumento de 1,7% no volume de vendas para o mercado cativo;
- (iii) Aumento de 17,1% (R\$ 193 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- (iv) Receita adicional líquida decorrente dos seguintes fatores:
 - Efeito não-recorrente referente à recontabilização da diferença do custo de energia da Epasa em 2010 (R\$ 29 milhões);
 - Início das operações da UHE Foz do Chapecó em outubro de 2010, da UTE Baldin em agosto de 2010, das 2 termelétricas da Epasa em janeiro de 2011, da UTE Bio formosa em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti em outubro de 2011 (R\$ 223 milhões), lembrando que os resultados dos ativos existentes de energia renovável passaram a ser consolidados na CPFL Renováveis desde agosto de 2011;
 - Novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e aquisição da Jantus (R\$ 85 milhões), contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente.

É importante destacar que parte das vendas desses empreendimentos de geração é feita para empresas do Grupo CPFL, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação.

Geração operacional de caixa – EBITDA

O EBITDA é uma medição não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência.

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA atingiu R\$ 3.769 milhões, um aumento de 12,5% (R\$ 418 milhões), refletindo principalmente a expansão de 6,0% (R\$ 654 milhões) na receita líquida (desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão), parcialmente compensada pelo aumento de 16,9% (R\$ 237 milhões) nos custos e despesas operacionais, dos quais estão excluídos: o custo com construção da infraestrutura da concessão e os gastos com previdência privada, depreciação e amortização.

Este aumento de 16,9% (R\$ 237 milhões) nos custos e despesas operacionais da CPFL Energia deve-se principalmente aos seguintes efeitos (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com 2010):

- (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com pessoal, devido ao PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 51 milhões);
- (ii) Gastos operacionais relativos ao início das operações da UHE Foz do Chapecó em outubro de 2010, da UTE Baldin em agosto de 2010, das 2 termelétricas da Epasa em janeiro de 2011, da UTE Bio formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 25 milhões);
- (iii) Gastos operacionais relativos aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e aquisição da Jantus (R\$ 61 milhões);

- (iv) Aumento **não-recorrente**, no valor líquido de R\$ 20 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Paulista, devido principalmente ao estorno, em 2010, de provisão referente ao passivo dos créditos de PIS/Cofins sobre encargos setoriais (R\$ 40 milhões). Esse aumento foi parcialmente compensado pelo aumento de despesas, também em 2010, resultante da provisão para contingência trabalhista relacionada a um acordo judicial celebrado com o Sindicato dos Engenheiros de São Paulo (R\$ 20 milhões);
- (v) Efeito negativo **não-recorrente** 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);
- (vi) Aumento **não-recorrente** resultante da provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 10 milhões);
- (vii) Aumento **não-recorrente** devido à reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa em 2010, na CPFL Paulista, referente ao débito de uma prefeitura (R\$ 6 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, os custos e despesas operacionais teriam apresentado um aumento de 3,8% (R\$ 54 milhões) em 2011, em comparação ao IGP-M do período (5,1%).

Lucro Líquido

Em 2011, o Lucro Líquido atingiu R\$ 1.582 milhões, com aumento de 1,4% (R\$ 22 milhões), refletindo principalmente: (i) o aumento de 12,5% (R\$ 418 milhões) no EBITDA; (ii) o efeito positivo no Imposto sobre a Renda e na Contribuição Social (R\$ 46 milhões), devido, entre outros fatores, ao maior aproveitamento de créditos fiscais (R\$ 18 milhões); e (iii) a redução de despesa com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento nas despesas financeiras líquidas (R\$ 335 milhões) e o aumento nas depreciações e amortizações (R\$ 109 milhões), principalmente pela entrada em operação dos novos empreendimentos de geração.

Dividendo

A Administração propõe a distribuição de R\$ 1.506 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A.. O valor anual proposto corresponde a R\$ 1,565228302 por ação. Com isso, a companhia supera a distribuição mínima de 50% do lucro líquido, prevista em sua política de dividendos.

Descontando o montante de R\$ 748 milhões referentes ao primeiro semestre de 2011 (pagos em 30 de setembro de 2011), o valor a ser pago será de R\$ 758 milhões, equivalente a R\$ 0,788205126 por ação.

Endividamento

No final de 2011, a dívida financeira (incluindo *hedge*) da companhia atingiu R\$ 13.388 milhões, apresentando um aumento de 42,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.700 milhões, uma expansão de 72,7%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 10.689 milhões, registrando um crescimento de 36,1%. Este aumento no endividamento líquido é reflexo da consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS, além de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como por exemplo a aquisição dos ativos da Jantus e o financiamento dos vários projetos *greenfield* ainda em fase de construção na CPFL Renováveis. No decorrer de 2011, a CPFL Energia colocou em prática sua estratégia de *pre-funding* para 2012, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo real de dívida em aproximadamente 0,1 ponto percentual para 4,3% ao ano, além de alongar o perfil de seu endividamento em 24,5% para 4,32 anos. Dessa forma, o percentual de dívidas

classificadas como curto prazo caiu de 23,9% para 12,3%.

5. Investimentos

Em 2011, foram realizados investimentos de R\$ 1.905 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 1.065 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 823 milhões à geração e R\$ 17 milhões à comercialização e serviços. Adicionalmente, a associação da CPFL Energia com a ERSA, denominada CPFL Renováveis, criou uma empresa com valor de aproximadamente R\$ 4.500 milhões de capital próprio à época do anúncio. Por fim, foram investidos ainda R\$ 1.499 milhões na aquisição da Jantus, por meio da CPFL Renováveis, sendo que R\$ 823 milhões foram através de aporte de capital e R\$ 676 milhões através de assunção de dívida.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2011 podemos destacar:

- **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. Em 31 de dezembro de 2011, nossas distribuidoras possuíam 7,0 milhões de clientes (acréscimo de 204 mil clientes) e nossa rede de distribuição consistia em 210.491 km de linhas de distribuição incluindo 276.561 transformadores de distribuição (acréscimo de 13.578 transformadores). Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.437 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 434 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição (acréscimo de 5 subestações), com capacidade total de transformação de 13.650 MVA (acréscimo de 615 MVA);
- **Geração:** foram destinados principalmente à conclusão dos projetos UHE Foz do Chapecó, Epasa (UTES Termonordeste e Termoparaíba) e UTES Bio Formosa e Bio Buriti, empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTES Bio Ipê, Bio Pedra, Alvorada e Coopcana, PCH Salto Góes e Parques Eólicos Santa Clara, Macacos I e Campo dos Ventos II, empreendimentos ainda em construção.

Aquisição da Jantus – A CPFL Energia anunciou em 07 de abril de 2011 que, por meio da sua controlada CPFL Brasil, celebrou com Liberty Mutual Insurance Company, Citi Participações e Investimentos Ltda., um fundo de investimentos administrado pelo Black River Asset Management LLC, Carbon Capital Markets Limited, que representa os interesses de seu controlador Trading Emissions PLC na Jantus, Matthew Alexander Swiney, e outros minoritários, um contrato para adquirir 100% das quotas da Jantus SL. A Jantus controla a SIIF Énergies do Brasil Ltda. e, ainda, SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda. A conclusão da aquisição ocorreu em 19 de dezembro de 2011, tendo como compradora a CPFL Renováveis. O preço de aquisição das quotas, após os ajustes previstos no contrato, compreendeu (i) o valor de R\$ 823 milhões, desembolsados da seguinte forma (a) R\$ 469 milhões pagos à vista e (b) o equivalente em euros à R\$ 354 milhões contribuídos pela compradora ao capital da Jantus para quitação de determinadas obrigações perante terceiros; e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 676 milhões. No conjunto, a Jantus detém (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará (Formosa, Icaraizinho, Paracuru e SIIF Cinco), com capacidade instalada de 210 MW e com contratos de venda de energia de 20 anos com a Eletrobrás, incluídos no PROINFA; e (ii) um portfólio de projetos eólicos nos Estados do Ceará e Piauí com capacidade instalada de 732 MW, dos quais 412 MW já são certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia.

Associação da CPFL com a ERSA e criação da CPFL Renováveis – A CPFL Energia e ERSA – Energias Renováveis S.A. anunciaram, em 19 de abril de 2011, que a CPFL Energia e suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil celebraram, nesta data, com os acionistas da ERSA, um acordo de associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais pretendem unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados empreendimentos: parques eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas e usinas

termelétricas a biomassa. Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas, com conclusão em 24 de agosto de 2011: (i) a CPFL Geração realizou a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto (as "Sociedades PCH"); (ii) a CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, integraram uma nova sociedade holding (a "Nova CPFL"), para a qual transferiram todos os seus Empreendimentos, inclusive as Sociedades PCH; (iii) a ERSA incorporou a Nova CPFL, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o bloco de controle da ERSA, como acionistas majoritárias, detendo, em conjunto, 54,5% do capital total e votante da ERSA (percentual este que aumentou para 63,0%, quando do aumento de capital realizado pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis para a aquisição da Jantus); e (iv) concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA teve sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

6. Governança corporativa

O modelo de Governança Corporativa da CPFL Energia se baseia em quatro princípios: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, aplicado a todas as empresas do Grupo.

A CPFL Energia é listada nos segmentos de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e ADRs Nível III na Bolsa de Nova York, sendo vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBovespa. Seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias e assegura *tag along* de 100%, no caso de alienação de controle.

O Conselho de Administração da companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela Lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em seu Regimento Interno. O órgão é composto por um conselheiro independente e seis conselheiros indicados pelos acionistas controladores, com prazo de mandato de um ano sendo permitida a reeleição. O Conselho se reúne ordinariamente uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, elegendo, dentre seus membros, um presidente e um vice-presidente. Nenhum conselheiro integra a Diretoria Executiva da companhia.

O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são constituídas Comissões *ad hoc* que assessoram o Conselho de Administração em relação a temas como governança corporativa, estratégia, orçamento, compra de energia, novos negócios e políticas financeiras.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei Sarbanes Oxley e de acordo com as regras da Securities and Exchange Commission (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em regimento interno e no Guia do Conselho Fiscal.

Durante o ano de 2011, o estatuto social da CPFL Energia sofreu ajustes, adequando-o ao novo regulamento de listagem do Novo Mercado. Com a introdução do Programa de Transformação, a composição e as competências da diretoria também foram alteradas, extinguindo os cargos de três vice-presidentes (Distribuição, Geração e Comercialização de Energia) e criando os cargos de Vice-Presidente de Operações e Vice-Presidente de Relações Institucionais. Dessa forma, o número reportes diretos à presidência, incluindo os vice-presidentes, foi reduzido de 15 para 9, visando uma estrutura mais ágil, moderna e adequada ao crescimento do Grupo, além de privilegiar o foco nas operações mais estratégicas, potencializar a atuação em relacionamentos institucionais e viabilizar a gestão da mudança da cultura e dos processos de tomada de decisão da Companhia.

A Diretoria Executiva é formada por seis diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo

permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao diretor presidente cabe a indicação dos demais diretores estatutários.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.cpfl.com.br/ri.

7. Mercado de capitais

A CPFL Energia, atualmente com 30,7% de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tem suas ações negociadas no Brasil (BM&FBovespa) e na Bolsa de Nova York (NYSE). Em 2011, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 34,0% na BM&FBovespa e de 25,9% na NYSE, superando fortemente os índices Ibovespa e Dow Jones, respectivamente, encerrando o ano cotadas a R\$ 26,02 por ação e US\$ 28,21 por ADR. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 32,8 milhões, dos quais R\$ 13,5 milhões na BM&FBovespa e R\$ 19,3 milhões na NYSE. O número de negócios realizados na BM&FBovespa aumentou 45,4%, passando de uma média diária de 1.406 negócios, em 2010, para 2.045 negócios, em 2011.

Destaque em 2011 foi o grupamento das ações da CPFL Energia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), bem como a alteração da relação de troca, de 1 (um) ADR equivalente a 3 (três) ações para 1 (um) ADR equivalente a 2 (duas) ações, com o objetivo de otimizar a gestão da base acionária e reduzir o valor unitário das ações e ADRs, facilitando o acesso ao pequeno investidor e ampliando a liquidez.

8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A CPFL Energia mantém um programa permanente de gerenciamento dos impactos de suas operações nas comunidades em que atua, por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos negócios que desenvolve. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: o Comitê de Ética realizou 11 reuniões e publicou duas Súmulas de Orientação. Foi desenvolvido o curso e-learning para a integração de novos colaboradores e implantado o Código de Ética na CPFL Renováveis.

Cadastro PRÓ-ÉTICA: sistema desenvolvido pela Controladoria-Geral da União (CGU) e pelo Instituto Ethos, conta com a participação de oito empresas. A CPFL Energia integrou o cadastro em 2011, através do qual se comprometeu publicamente a investir em medidas de promoção da ética e de prevenção da corrupção.

Gestão de Recursos Humanos: a companhia encerrou 2011 com 7.913 colaboradores (7.924 em 2010) e rotatividade de 11,9%. As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas para os negócios, sucessão de lideranças, aumento da produtividade e em saúde e segurança ocupacional. O número médio de horas de treinamento por colaborador foi de 71,19 horas, 36,9% superior ao benchmarking da Pesquisa Sextante-2011. Ainda neste exercício, a CPFL Energia integrou pelo décimo ano consecutivo o ranking "As 150 Melhores Empresas para Você Trabalhar no Brasil", da publicação Guia Você S/A / Exame.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Energia atua, destacam-se: **(i) CPFL Cultura** – o programa cultural continuou a promover reflexões sobre o mundo contemporâneo com encontros presenciais gratuitos em Campinas, que resultaram em programas de TV, documentários e outros produtos audiovisuais, amplamente divulgados e disponíveis no site

www.cpfcultura.com.br; **(ii) Programa CPFL de Revitalização dos Hospitais Filantrópicos** – planejada a segunda fase da expansão, foi lançada uma publicação que compartilha, com hospitais de todo o país, a metodologia do programa e todo conhecimento adquirido; **(iii) Programa de Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente (CMDCA)** – as empresas do Grupo destinaram cerca de R\$ 2,5 milhões, com recursos de incentivo fiscal, para 282 projetos em 135 municípios da área de concessão; e **(iv) Programa CPFL de Voluntariado** – organizamos a Campanha do Agasalho (30 entidades beneficiadas com 16.151 peças doadas), integramos o Dia do Bem Fazer (que contou com 1200 voluntários de 13 cidades e beneficiou mais de 780 pessoas) e o Limpa Brasil (ao todo, 1,6 tonelada de lixo foi recolhida em um dia na cidade de Campinas).

Influência e liderança na cadeia de valor: o programa Rede de Valor organizou sete reuniões com a participação de 23 empresas (fornecedoras e clientes) por encontro. Dois projetos coletivos estão em desenvolvimento: “Gestão dos impactos socioambientais gerados pelas empresas” e “Educação para a Sustentabilidade”.

Gestão ambiental: em 2011, a CPFL Energia realizou inventário de emissões de gases de efeito estufa referente ao ano de 2010, abrangendo todo o grupo, o que totalizou 218.754,8 tCO₂e. Em 2012, o inventário referente ao ano de 2011 será realizado nos mesmos moldes. Além disso, a empresa aderiu ao Programa Brasileiro GHG Protocol, o qual tem como objetivo estimular a cultura corporativa para a elaboração e publicação de inventários de emissões de GEE. Neste mesmo ano, a companhia iniciou a implantação de duas novas ferramentas: E-learning de Meio Ambiente e Software de Gestão Ambiental. Em paralelo, cada empresa do Grupo desenvolveu projetos para maximizar os aproveitamentos energéticos e mitigar os impactos socioambientais de seus empreendimentos, com destaque para:

- **Geração de energia - UHE Foz do Chapecó** – (i) patrocínio de diversos eventos socioambientais das comunidades locais; (ii) apoio às comunidades Olhos D’água e Nossa Senhora das Graças; (iii) recuperação da ponte Rio Uruguai-Goio-En (divisa SC-RS); (iv) construção de um posto de saúde no Reassentamento Coletivo de Mangueirinha (PR); e (v) viabilização da melhoria da estrutura de trabalho das Polícias Ambientais de Passo Fundo e Chapecó; **UHE Monte Claro (Ceran)** – (i) comercialização de 164.781 Certificados de Redução de Emissões de CO₂ (CERs); (ii) auditoria Fundação PROAMB, que concluiu que a Ceran atende a todas as condicionantes estabelecidas nas licenças de operação (LO); (iii) auditoria para certificação das UHEs Castro Alves e 14 de Julho nas ISOs 9001:2008, 14001:2004 e OHSAS 18001:2007, na qual a Ceran recebeu a recomendação para certificação; e (iv) apoio a vários projetos, tais como: Semana do Meio Ambiente de Bento Gonçalves/RS, Campanha Dia Mundial da Água, de Antônio Prado/RS, I Encontro Formativo Integrado de Educação Ambiental para a Gestão de Águas, Bento Gonçalves, VII Edição do Prêmio de Responsabilidade Ambiental, organizado pelo Instituto Latino-Americano de Proteção Ambiental (SC); **UHE Campos Novos (Enercan)** – (i) reestruturação do Fundo de Desenvolvimento Rural (FDR), que passou a se chamar Fundo de Desenvolvimento Regional Sustentável (FDRS) e obteve certificação da ISO 14.001:2004 do seu Sistema de Gestão Integrado da Usina Hidrelétrica Campos Novos; (ii) realização do plantio de 23 mil mudas em 50 hectares de Área de Preservação Permanente (APP); (iii) conquista do Prêmio Empresa Cidadã, promovido anualmente pela Associação de Dirigentes de Vendas e Marketing do Brasil (SC); **UHE Serra da Mesa** – continuidade ao apoio às ações do Fundo de Desenvolvimento da Região Norte-Nordeste de Goiás, uma parceria com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, Ministério de Minas e Energia, Furnas Centrais Elétricas, Tractebel Energia e Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas em Goiás; **UHE Barra Grande (BAESA)** - apoio à implantação de 23 projetos sociais nas áreas de educação, meio ambiente, cultura e esporte. Os projetos visam contribuir com o desenvolvimento sustentável dos municípios da área do empreendimento e com a melhoria da qualidade de vida da sua população.
- **Distribuição de energia** – (i) alterações no Programa de Arborização Urbana Viária que melhorarão o atendimento às prefeituras municipais do Estado de São Paulo, por meio da criação do sistema eletrônico para doação de mudas; (ii) plantio de 1.866 mudas nativas próprias para arborização urbana em 27 municípios da área de concessão da RGE; (iii) manutenção, pela CPFL Paulista e CPFL Piratininga, da certificação no escopo da ISO 14001, que inclui 11 subestações e 3.223 km de linhas de transmissão. As duas empresas,

além da RGE, possuem certificação para o escopo “Convivência da rede de distribuição urbana de energia elétrica com o meio ambiente e serviços da transmissão de energia elétrica”.

9. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da sociedade. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2011, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

10. Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, pela confiança depositada na companhia no ano de 2011. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

Balanco Social Anual 2011 (*)



Empresa: CPFL Energia S/A

1 - Base de Cálculo	2011 Valor (Mil reais)			2010 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)	12.764.028			12.023.729		
Resultado operacional (RO)	2.361.957			2.385.372		
Folha de pagamento bruta (FPB)	570.600			530.328		
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	46.731	8,19%	0,37%	42.132	7,94%	0,35%
Encargos sociais compulsórios	147.019	25,77%	1,15%	141.968	26,77%	1,18%
Previdência privada	33.381	5,85%	0,26%	27.382	5,16%	0,23%
Saúde	26.154	4,58%	0,20%	31.025	5,85%	0,26%
Segurança e saúde no trabalho	2.307	0,40%	0,02%	2.395	0,45%	0,02%
Educação	1.963	0,34%	0,02%	2.404	0,45%	0,02%
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	11.721	2,05%	0,09%	10.297	1,94%	0,09%
Creches ou auxílio-creche	901	0,16%	0,01%	1.560	0,29%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	41.337	7,24%	0,32%	38.412	7,24%	0,32%
Outros	4.161	0,73%	0,03%	9.123	1,72%	0,08%
Total - Indicadores sociais internos	315.675	55,32%	2,47%	306.698	57,83%	2,56%
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	330	0,01%	0,00%	520	0,02%	0,00%
Cultura	12.120	0,51%	0,09%	11.971	0,50%	0,10%
Saúde e saneamento	68	0,00%	0,00%	1.880	0,08%	0,02%
Esporte	1.833	0,08%	0,01%	2.306	0,10%	0,02%
Combate à fome e segurança alimentar	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	2.079	0,09%	0,02%	4.325	0,18%	0,04%
Total das contribuições para a sociedade	16.430	0,70%	0,13%	21.002	0,88%	0,17%
Tributos (excluídos encargos sociais)	6.063.337	256,71%	47,50%	5.270.068	220,93%	43,83%
Total - Indicadores sociais externos	6.079.767	257,40%	47,63%	5.291.070	221,81%	44,01%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	43.411	1,84%	0,34%	89.476	3,75%	0,74%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	61.723	2,61%	0,48%	92.260	3,87%	0,77%
Total dos investimentos em meio ambiente	105.134	4,45%	0,82%	181.736	7,62%	1,51%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2011			2010		
Nº de empregados(as) ao final do período	7.913			7.924		
Nº de admissões durante o período	1.541			1.671		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	N/D			N/D		
Nº de estagiários(as)	229			236		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	1.851			2.086		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	1.845			1.847		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	9,25%			11,58%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	942			960		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2,89%			2,72%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	273			289		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2011			2010		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	74,10			79,33		
Número total de acidentes de trabalho	41			28		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa	no Procon	na Justiça	na empresa (**)	no Procon	na Justiça
	1.083.459	1.889	5.397	1.045.953	2.303	4.083
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa	no Procon	na Justiça	na empresa	no Procon	na Justiça
	100%	100%	14,63%	100%	100%	33,42%
Valor adicionado total a distribuir (em R\$ mil):	Em 2011 9.769.273			Em 2010 8.686.175		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	63,1% governo	6,1% colaboradores(as)	15,4% acionistas	65,4% governo	5,7% colaboradores(as)	14,6% acionistas
	14,8% terceiros	0,8% retido		10,90% terceiros	3,45% retido	
7 - Outras Informações	Informações Consolidadas					
Nos itens financeiros foram utilizados os percentuais de participação societária. Para as demais informações, tais como quantidade de empregados e processos judiciais, as informações foram disponibilizadas em números inteiros.						
Responsável pelo Preenchimento: Antônio Carlos Bassalo, fone (19) - 3756-8018, bassalo@cpfl.com.br						
(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes						
(**) Indicador reajustado devido à padronização de critérios no processo de apuração ocorrido com a alteração do Sistema Comercial de 05 distribuidoras do grupo						



CPFL Energia S.A.
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2011 e 2010
 (Em milhares de reais)

ATIVO	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	549.189	110.958	2.699.837	1.562.897
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	-	-	1.874.280	1.816.073
Dividendo e juros sobre o capital próprio (nota 13)	125.913	412.648	830	-
Títulos e valores mobiliários (nota 7)	45.668	42.533	47.521	42.533
Tributos a compensar (nota 8)	40.783	34.992	277.463	193.020
Derivativos (nota 34)	2	-	3.733	244
Estoques	-	-	44.872	25.223
Arrendamentos (nota 10)	-	-	4.581	4.754
Outros créditos (nota 12)	2.833	505	409.938	253.445
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	764.388	601.635	5.363.054	3.898.190
NÃO CIRCULANTE				
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	-	-	182.300	195.738
Coligadas, controladas e controladora	2.610	14.875	-	-
Depósitos judiciais (nota 22)	11.744	10.676	1.128.616	890.685
Títulos e valores mobiliários (nota 7)	2.854	39.216	109.965	72.823
Tributos a compensar (nota 8)	-	2.787	216.715	138.966
Derivativos (nota 34)	-	-	215.642	82
Créditos fiscais diferidos (nota 9)	193.874	177.729	1.176.535	1.183.460
Arrendamentos (nota 10)	-	-	24.521	26.315
Ativo financeiro da concessão (nota 11)	-	-	1.376.664	934.646
Entidade de previdência privada (nota 19)	-	-	3.416	5.800
Investimentos ao custo	-	-	116.654	116.654
Outros créditos (nota 12)	16.978	27.514	279.461	222.100
Investimentos (nota 13)	6.614.915	6.167.072	-	-
Imobilizado (nota 14)	312	158	8.292.076	5.786.465
Intangível (nota 15)	118	255	8.927.439	6.584.874
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	6.843.405	6.440.282	22.050.004	16.158.607
TOTAL DO ATIVO	7.607.793	7.041.917	27.413.057	20.056.797



CPFL Energia S.A.
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2011 e 2010
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
CIRCULANTE				
Fornecedores (nota 16)	1.618	1.768	1.240.143	1.047.385
Encargos de dívidas (nota 17)	-	-	141.902	40.516
Encargos de debêntures (nota 18)	16.403	15.529	83.552	118.066
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	-	-	896.414	578.867
Debêntures (nota 18)	150.000	-	531.185	1.509.958
Entidade de previdência privada (nota 19)	-	-	40.695	40.103
Taxas regulamentares (nota 20)	-	-	145.146	123.541
Tributos e contribuições sociais (nota 21)	196	437	483.028	455.248
Dividendo e juros sobre capital próprio (nota 25)	15.575	16.360	24.524	23.813
Obrigações estimadas com pessoal	7	204	70.771	58.688
Derivativos (nota 34)	-	123	-	3.982
Uso do bem público (nota 23)	-	-	28.738	17.287
Outras contas a pagar (nota 24)	16.457	6.824	813.338	410.869
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	200.258	41.246	4.499.437	4.428.323
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Encargos de dívidas (nota 17)	-	-	23.627	29.155
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	-	-	7.382.455	4.917.843
Debêntures (nota 18)	300.000	450.000	4.548.651	2.212.314
Entidade de previdência privada (nota 19)	-	-	414.629	570.877
Tributos e contribuições sociais (nota 21)	-	-	165	960
Débitos fiscais diferidos (nota 9)	-	-	1.038.101	277.767
Provisões para contingências (nota 22)	11.713	10.666	338.121	291.265
Derivativos (nota 34)	24	460	24	7.883
Uso do bem público (nota 23)	-	-	440.926	429.632
Outras contas a pagar (nota 24)	28.641	45.837	174.410	141.124
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	340.378	506.964	14.361.110	8.878.819
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (nota 25)				
Capital social	4.793.424	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de capital	229.956	16	229.956	16
Reservas de lucros	495.185	418.665	495.185	418.665
Dividendo adicional proposto	758.470	486.040	758.470	486.040
Reserva de avaliação patrimonial	790.123	795.563	790.123	795.563
	7.067.157	6.493.708	7.067.157	6.493.708
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	-	1.485.352	255.948
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.067.157	6.493.708	8.552.510	6.749.656
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.607.793	7.041.917	27.413.057	20.056.797



CPFL Energia S.A.
Demonstrações dos Resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010
 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (nota 27)	1.191	1.795	12.764.028	12.023.729
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA				
Custo com energia elétrica (nota 28)	-	-	(6.220.970)	(6.222.490)
Custo de operação (nota 29)	-	-	(1.157.970)	(1.067.493)
Custo do serviço prestado a terceiros (nota 29)	-	-	(1.138.626)	(1.050.980)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	1.191	1.795	4.246.463	3.682.766
DESPESAS OPERACIONAIS (nota 29)				
Despesas com vendas	-	-	(364.352)	(300.435)
Despesas gerais e administrativas	(30.791)	(34.676)	(615.171)	(443.212)
Outras despesas operacionais	(145.189)	(145.302)	(216.392)	(199.804)
RESULTADO DO SERVIÇO	(174.789)	(178.183)	3.050.547	2.739.315
Resultado de participações societárias	1.726.679	1.755.270	-	-
RESULTADO FINANCEIRO (nota 30)				
Receitas financeiras	57.783	92.941	698.188	483.115
Despesas financeiras	(57.198)	(96.228)	(1.386.778)	(837.058)
	585	(3.287)	(688.590)	(353.943)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	1.552.475	1.573.800	2.361.957	2.385.372
Contribuição social (nota 9)	(3.650)	(7.833)	(209.872)	(221.235)
Imposto de renda (nota 9)	(18.422)	(27.686)	(569.701)	(604.100)
	(22.072)	(35.519)	(779.573)	(825.335)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	1.530.403	1.538.281	1.582.384	1.560.037
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	-	-	1.530.403	1.538.281
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	-	51.981	21.756
Lucro por ação - Básico	1,59	1,60	-	-
Lucro por ação - Diluído	1,59	1,60	-	-



CPFL Energia S.A.

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios findo em 31 de Dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Lucro líquido do exercício	1.582.384	1.560.037
Outros resultados abrangentes		
- Ganho em instrumentos financeiros - Ativo financeiro da concessão	63.212	82.636
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros - Ativo financeiro da concessão	<u>(21.322)</u>	<u>(28.096)</u>
Resultado abrangente consolidado do exercício	<u>1.624.274</u>	<u>1.614.577</u>
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.572.293	1.595.151
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	51.981	19.426



CPFL Energia S.A.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Dividendo Adicional Proposto	Reserva de avaliação patrimonial			Total	Participação de acionistas não controladores		Total do Patrimônio Líquido
					Custo Atribuído	Instrumentos Financeiros	Lucros/(Prejuízos) Acumulados		Reserva de avaliação patrimonial	Outros componentes do PL	
Saldos em 31 de dezembro de 2009	4.741.175	16	341.751	655.017	635.871	129.796	(234.278)	6.269.348	2.330	265.101	6.536.779
Aumento de Capital	52.249	-	-	-	-	-	-	52.249	-	-	52.249
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	1.538.281	1.538.281	-	21.756	1.560.037
Dividendo Prescrito	-	-	-	-	-	-	6.406	6.406	-	-	6.406
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	(655.017)	-	-	-	(655.017)	-	(10.967)	(665.984)
- Ganho em instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	86.167	-	86.167	(3.531)	-	82.636
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	(29.297)	-	(29.297)	1.201	-	(28.096)
- Realização de instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	(835)	835	-	-	-	-
- Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	(39.605)	-	39.605	-	-	-	-
- Efeito fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	13.466	-	(13.466)	-	-	-	-
Destinação do Lucro:											
- Constituição de Reserva Legal	-	-	76.914	-	-	-	(76.914)	-	-	-	-
- Dividendo Intermediário	-	-	-	-	-	-	(774.429)	(774.429)	-	(6.181)	(780.610)
- Dividendo Proposto	-	-	-	486.040	-	-	(486.040)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.761)	(13.761)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	4.793.424	16	418.665	486.040	609.732	185.831	-	6.493.708	-	255.948	6.749.656
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	1.530.403	1.530.403	-	51.981	1.582.384
Dividendo Prescrito	-	-	-	-	-	-	4.967	4.967	-	-	4.967
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	(486.040)	-	-	-	(486.040)	-	(3.596)	(489.636)
- Ganho em instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	63.212	-	63.212	-	-	63.212
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	(21.323)	-	(21.323)	-	-	(21.323)
- Realização de instrumentos financeiros	-	-	-	-	-	(602)	602	-	-	-	-
- Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	(39.098)	-	39.098	0	-	-	0
- Efeito fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	13.293	-	(13.293)	-	-	-	-
Combinação de negócios CPFL Renováveis	-	229.940	-	-	(20.922)	-	20.922	229.940	-	1.184.531	1.414.471
Destinação do Lucro:											
- Constituição de Reserva Legal	-	-	76.520	-	-	-	(76.520)	-	-	-	-
- Dividendo Intermediário	-	-	-	-	-	-	(747.709)	(747.709)	-	(3.498)	(751.207)
- Dividendo Proposto	-	-	-	758.470	-	-	(758.470)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Saldos em 31 de dezembro de 2011	4.793.424	229.956	495.185	758.470	563.005	227.118	-	7.067.157	-	1.485.352	8.552.510

CPFL Energia S/A
Demonstrações dos Fluxos de Caixa
Para os Exercícios findos em 31 de Dezembro 2011 e de 2010

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL				
Lucro antes dos tributos	1.552.475	1.573.800	2.361.957	2.385.372
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Depreciação e Amortização	145.359	145.452	801.203	691.793
Provisões para Contingências	-	-	35.219	(29.598)
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	36.496	21.532	1.168.617	613.946
Ganho com Plano de Pensão	-	-	(82.953)	(80.629)
Equivalência Patrimonial	(1.726.679)	(1.755.270)	-	-
Perda na Baixa de não circulante	-	-	3.688	1.142
PIS e COFINS Diferidos	-	-	6.429	2.153
Outros	-	-	-	536
REDUÇÃO (AUMENTO) NOS ATIVOS OPERACIONAIS				
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-	-	(9.184)	(34.085)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Recebidos	1.692.403	1.317.799	-	-
Tributos a Compensar	28.249	38.945	(12.971)	3.146
Operações de Arrendamento	-	-	(6.347)	(2.945)
Depósitos Judiciais	(21)	-	(164.165)	(52.109)
Outros Ativos Operacionais	7.762	(309)	(61.086)	(78.202)
AUMENTO (REDUÇÃO) NOS PASSIVOS OPERACIONAIS				
Fornecedores	(150)	(890)	122.783	(16.714)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(39.730)	(38.003)	(764.195)	(705.366)
Outros Tributos e Contribuições Sociais	1.103	3.295	54.230	(88.996)
Outras Obrigações com Entidade de Previdência Privada	-	-	(70.318)	(72.235)
Encargos de Dívidas Pagos	(51.984)	(44.895)	(981.682)	(573.170)
Taxas Regulamentares	-	-	21.596	59.792
Outros Passivos Operacionais	(7.757)	545	65.832	5.382
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.637.526	1.262.001	2.488.653	2.029.213
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS				
Aquisição de Participação Societária líquido do caixa adquirido	-	-	(862.938)	-
Aumento de capital em investimento já existente	(11.752)	-	-	-
Aumento de Participação Societária em investimento já existente	-	-	-	(5.752)
Redução de Capital em Subsidiárias	-	-	-	-
Aumento de Caixa decorrente de combinação de negócios	-	-	253.178	-
Aquisições de Imobilizado	(188)	2	(829.701)	(634.931)
Titulos e Valores Mobiliários	46.202	43.627	18.688	17.777
Operações de Arrendamento	-	-	8.314	(3.931)
Adições de Intangível	-	-	(1.075.072)	(1.165.609)
Venda de Ativo não circulante	-	(45)	-	828
Operações de Mútuo com Controladas e Coligadas	(3.868)	10.227	-	-
Outros	-	(233)	-	(10.269)
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS	30.394	53.578	(2.487.531)	(1.801.887)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS				
Captação de Empréstimos e Debêntures	-	-	5.536.932	2.571.002
Aumento de Caixa em função de aumento de participação societária	-	-	1.118	-
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, líquida de derivativos	(121)	(198)	(3.157.839)	(1.280.290)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(1.229.568)	(1.423.550)	(1.240.590)	(1.440.094)
Outros	-	-	(3.802)	(2.292)
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS	(1.229.689)	(1.423.748)	1.135.819	(151.674)
AUMENTO (REDUÇÃO) NAS DISPONIBILIDADES	438.231	(108.168)	1.136.940	75.652
SALDO INICIAL DAS DISPONIBILIDADES	110.958	219.126	1.562.897	1.487.245
SALDO FINAL DAS DISPONIBILIDADES	549.189	110.958	2.699.837	1.562.897
INFORMAÇÕES SUPLEMENTARES				
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital em controladas	445	-	-	-
Aumento de Capital através de Capitalização de mútuo em controladas	18.464	-	-	-



CPFL Energia S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2011 e de 2010
 (Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
1 - Receita	1.500	1.971	19.267.606	18.421.036
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.312	1.971	17.736.155	16.513.001
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	188	-	472.298	916.026
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	1.129.826	1.043.678
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(70.673)	(51.669)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(23.313)	(30.554)	(9.375.269)	(9.535.417)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(6.926.552)	(6.914.197)
2.2 Material	(210)	(57)	(892.429)	(1.095.907)
2.3 Serviços de terceiros	(18.005)	(19.442)	(1.095.227)	(1.185.662)
2.4 Outros	(5.098)	(11.055)	(461.061)	(339.651)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(21.813)	(28.583)	9.892.338	8.885.619
4 - Retenções	(145.359)	(145.452)	(845.819)	(720.528)
4.1 Depreciação e amortização	(170)	(150)	(661.770)	(537.913)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(145.189)	(145.302)	(184.049)	(182.615)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(167.172)	(174.035)	9.046.518	8.165.091
6 - Valor adicionado recebido em transferência	1.803.251	1.866.476	722.754	521.084
6.1 Receitas financeiras	76.572	111.206	722.754	521.084
6.2 Equivalência patrimonial	1.726.679	1.755.270	-	-
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	1.636.080	1.692.441	9.769.273	8.686.175
8 - Distribuição do valor adicionado	1.636.080	1.692.441	9.769.273	8.686.175
8.1 Pessoal e encargos	6.314	3.293	595.432	498.110
8.1.1 Remuneração direta	4.234	3.055	417.847	379.198
8.1.2 Benefícios	1.839	131	146.586	89.235
8.1.3 F.G.T.S	240	107	30.999	29.677
8.2 Impostos, taxas e contribuições	42.079	54.548	6.162.977	5.681.647
8.2.1 Federais	42.075	54.532	3.183.133	2.940.759
8.2.2 Estaduais	4	-	2.970.299	2.731.991
8.2.3 Municipais	-	16	9.545	8.897
8.3 Remuneração de capital de terceiros	57.284	96.319	1.428.479	946.381
8.3.1 Juros	57.181	96.195	1.401.429	931.649
8.3.6 Aluguéis	103	124	27.051	14.732
8.4 Remuneração de capital próprio	1.530.403	1.538.281	1.582.384	1.560.037
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	1.501.212	1.254.063	1.504.710	1.260.244
8.4.2 Lucros retidos	29.191	284.218	77.674	299.793

CPFL ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Gomes de Carvalho, 1510 - 14º andar – Sala 142 - Vila Olímpia - São Paulo - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas operacionais (informações sobre área de concessão, número de clientes, capacidade de produção de energia e dados correlatos não são examinados pelos auditores independentes):

Distribuição de Energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	234	3.768	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	27	1.483	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	253	1.314	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz (“CPFL Santa Cruz”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	186	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia (“CPFL Leste Paulista”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	52	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia (“CPFL Jaguarí”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	34	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia (“CPFL Sul Paulista”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	75	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa (“CPFL Mococa”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	42	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 térmica*	695 MW	695 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. (“Foz do Chapecó”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. (“ENERCAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas (“CERAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. (“BAESA”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (“EPASA”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,75%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	180 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. (“Paulista Lajeado”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93%**	São Paulo	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	(***)	(***)	(***)	(***)

(*) PCH - Pequena Central Hidrelétrica

(**) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada Investco S.A.

(***) Detalhes da reestruturação e atividades da CPFL Renováveis estão descritas na nota 1.1

Comercialização de Energia e Serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia, consultoria e assessoramento a agentes no setor de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
Chumpitaz Serviços S.A. ("Chumpitaz")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariuna S.A. ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Companhia Jaguarí de Geração de Energia ("Jaguarí Geração")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
CPFL Bio Anicuns S.A. ("Anicuns")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
CPFL Bio Itapaci S.A. ("Itapaci")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

1.1 Reestruturação societária

CPFL Energia Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")

Em 19 de abril de 2011, a Companhia celebrou com os acionistas da ERSA Energia Renováveis S.A. ("Ersa"), um acordo de associação para união de ativos e projetos de energia renovável detidos em suas controladas – no caso da CPFL, os ativos das controladas CPFL Geração e CPFL Brasil - incluindo parques eólicos, usinas termelétricas à biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Após uma série de reestruturações societárias previstas, a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o quadro de acionistas da ERSA, como acionistas majoritárias, dando origem à CPFL Energias Renováveis S.A.

O objetivo da associação foi consolidar a experiência de ambos os grupos no setor de energias renováveis e com isso obter ganho de sinergia pela unificação das atividades, resultando em uma estrutura mais eficiente para o desenvolvimento de seus empreendimentos.

Em 21 de junho de 2011 e 1º de novembro de 2011, a ANEEL autorizou, por meio das Resoluções Autorizativas n.º 2.967/2011 e 3.182/2011, respectivamente, a reestruturação societária que, relativamente às empresas do Grupo CPFL envolvidas no projeto, resumiu-se às seguintes etapas 1, 2, 3 e 4:

Etapa 1: Transferência das PCH's da CPFL Geração para as seguintes SPEs por ela controladas: MOHINI Empreendimentos e Participações Ltda. – "Mohini"; JAYADITYA Empreendimentos e Participações Ltda – "Jayaditya"; e CHIMAY Empreendimentos e Participações Ltda. – "Chimay". Esta etapa foi aprovada em 18 de julho de 2011 pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e SMITA;

Etapa 2: Aumento no capital social da Smita Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), com a contribuição pela CPFL Geração e pela CPFL Brasil, de suas participações societárias detidas em SPEs de energia renovável, inclusive nas SPEs Mohini, Jayaditya e Chimay, que receberam as PCHs da CPFL Geração na etapa 1. Esta etapa também foi aprovada em 18 de julho de 2011 pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e SMITA; e

Etapa 3: Incorporação da SMITA pela ERSA, o que implicou no ingresso da CPFL Geração e da CPFL Brasil no quadro de acionistas daquela sociedade – que passou a adotar a denominação CPFL Energias Renováveis S.A.. Esta etapa foi aprovada em 24 de agosto de 2011 e a CPFL Energia passou a deter indiretamente 54,50% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (43,65%) e CPFL Brasil (10,85%). Conseqüentemente, a CPFL Renováveis passou a ser consolidada nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia a partir de 1º de agosto de 2011.

Etapa 4: Em 19 de dezembro de 2011 foi concluída a aquisição da Jantus SL (“Jantus”) por parte da controlada CPFL Renováveis, a qual recebeu aporte de capital no montante de R\$ 823 milhões da controlada CPFL Brasil para completar a operação. A partir desta data, a CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,00% da participação na controlada CPFL Renováveis, através da CPFL Geração (35,49%) e CPFL Brasil (27,51%). Ver mais detalhes sobre os impactos contábeis na nota 13.

A CPFL Renováveis é uma produtora independente de energia, com foco exclusivo no mercado brasileiro de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, através do desenvolvimento, construção e operação de usinas de pequeno (até 30 MW) e médio (até 200 MW) porte, tais como pequenas centrais hidrelétricas (PCH’s), usinas eólicas e usinas movidas a biomassa.

Em 31 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de projetos de 1.416,9 MW de capacidade instalada, sendo:

- Geração de energia hidrelétrica: 34 PCH’s em operação (306,7 MW) e 1 PCH em construção (20 MW);
- Geração de energia eólica: 4 projetos em operação (210 MW) e 21 projetos em construção (550,2 MW);
- Geração de energia a partir de biomassa: 3 usinas em operação (135 MW) e 4 em construção (195 MW).

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – “IFRS”*), emitidas pelo *International Accounting Standard Board – IASB*. Adicionalmente, para atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 43, a Companhia apresenta as demonstrações financeiras individuais, apesar de não requeridas pelo IFRS.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 24 de fevereiro de 2012.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado, iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo, iv) ativo imobilizado ajustado para refletir o “custo atribuído” na data de transição, e v) ativo atuarial que possui seu reconhecimento limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e

adotem estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua. Os ajustes oriundos no momento destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e também aplicadas de maneira prospectiva.

As notas explicativas que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas dentro do próximo exercício são:

- Nota 9 – Créditos e débitos fiscais diferidos;
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 15 – Intangível;
- Nota 19 – Entidade de previdência privada;
- Nota 22 – Provisões para contingências e depósitos judiciais, e
- Nota 34 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Base de consolidação

(i) Combinações de negócios

A Companhia mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação não-controladora na companhia adquirida, deduzindo o valor reconhecido líquido (geralmente o valor justo) dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição. Quando o excedente é negativo, um ganho decorrente do acordo da compra é reconhecido imediatamente na demonstração de resultado do período.

(ii) Controladas e controladas em conjunto:

As demonstrações financeiras de controladas e controladas em conjunto (*joint venture*) são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle (total ou compartilhado), se inicia até a data em que deixa de existir.

Operações controladas em conjunto são operações onde as atividades do empreendimento, direta ou indiretamente, são controladas em conjunto com outros investidores, por meio de acordo contratual que exige consentimento unânime para as decisões financeiras e operacionais.

As políticas contábeis de controladas e controladas em conjunto consideradas na consolidação estão alinhadas com as políticas adotadas pela Companhia.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e controladas em conjunto, assim como as coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas integrais e proporcionalmente para as controladas em conjunto.

Saldos e transações entre empresas do grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas registrado por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação do Grupo na Companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Respeitadas as condições descritas acima, a parcela relativa aos acionistas não controladores está evidenciada no patrimônio líquido e destacada após a demonstração do resultado do exercício em cada ano apresentado.

Os saldos combinados das controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2011 e de 2010 são como segue:

	<u>31 de dezembro de 2010</u>	<u>31 de dezembro de 2011</u>
Ativo Circulante	140.701	130.850
Ativo não Circulante	3.086.595	3.190.591
Passivo Circulante	162.333	270.721
Passivo não Circulante	2.224.208	2.056.144
Patrimônio Líquido	840.755	994.577
Receita Operacional Bruta	397.462	656.527
Receita Operacional Líquida	365.394	603.745
Lucro Líquido	36.363	83.069

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transações entre acionistas. Conseqüentemente nenhum ágio é reconhecido como resultado de tais transações.

2.6 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

A Administração da Companhia utiliza-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em:

- Até 2010, em atividades de distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) atividades de geração de energia elétrica (“Geração”); (iii) atividades de comercialização de energia e prestação de serviços (“Comercialização”); e (iv) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.
- 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, foi criado um novo segmento operacional para segregar as atividades relacionadas a energias renováveis.

Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis.

2.7 Informações sobre participações societárias

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA que são consolidadas proporcionalmente, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco, as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2011, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

2.8 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados.

3.1 Contratos de Concessão

O ICPC 01 – Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e é aplicável para situações em que o poder concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço, e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e nas normas IFRSs, de modo que seja registrado 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 é determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido.

O montante remanescente é 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 com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes, e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.2 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia ou suas controladas se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam estes ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.

Os principais ativos financeiros que a Companhia e suas controladas têm classificados nesta categoria são: (i) saldos bancários e aplicações financeiras (nota 5), (ii) títulos e valores mobiliários (nota 7) e (iii) derivativos (nota 34).

- ii. Mantidos até o vencimento: são ativos para os quais a Companhia e suas controladas possuem intenção e capacidade de manter até o vencimento. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após seu reconhecimento inicial, mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

A Companhia classificou nesta categoria o título recebível com a CESP e as aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento da controlada indireta CPFL Renováveis (nota 7).

- iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

A Companhia e suas controladas têm como principais ativos financeiros classificados nesta categoria: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6) e (ii) outros créditos (nota 12).

- iv. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva são reconhecidos na demonstração de resultado como parte da receita operacional líquida, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido. O resultado acumulado em reserva de avaliação patrimonial é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do ativo.

A Companhia e suas controladas têm como principal ativo financeiro classificado nesta categoria o direito à indenização ao término da concessão. A opção pela designação deste instrumento como disponível para venda deve-se a sua não classificação nas demais categorias descritas. Uma vez que a Administração acredita que a indenização se dará, no mínimo, conforme modelo de precificação de tarifas atual, o registro deste instrumento como empréstimos e recebíveis não é possível uma vez que a indenização não será fixa ou determinável, pelo fato de existirem incertezas em relação ao valor de sua recuperação dada a outras razões que não a deterioração do crédito. As principais incertezas devem-se ao risco de não reconhecimento de parte destes ativos pelo órgão regulador e de seus respectivos preços de reposição no término da concessão.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais passivos financeiros:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.

A Companhia e suas controladas classificaram nesta categoria os seguintes passivos financeiros: (i) algumas dívidas em moedas estrangeiras (nota 17) e, (ii) derivativos (nota 34).

- ii. Não mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Os principais passivos financeiros classificados nesta categoria são: (i) fornecedores (nota 16), (ii) empréstimos e financiamentos (nota 17), (iii) encargos de dívidas (nota 17); (iv) encargos de debêntures (nota 18); (v) debêntures (nota 18); (vi) uso do bem público (nota 23) e (vii) outras contas a pagar (nota 24).

A Companhia realiza o registro contábil de garantias quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de controladas em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira ao mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em

função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou linearmente contra despesa financeira pelo prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são avaliadas periodicamente quanto à probabilidade de default das contrapartes garantidas, de acordo com o CPC 25.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de liquidação em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquido de quaisquer efeitos tributários.

3.3 Arrendamentos:

No começo de um contrato deve-se determinar se um contrato é ou contém um arrendamento. Um ativo específico é o objeto de um arrendamento caso o cumprimento do contrato é dependente do uso daquele ativo especificado. O contrato transfere o direito de usar o ativo caso o contrato transfira o direito ao arrendatário de controlar o uso do ativo subjacente.

Os arrendamentos nos quais os riscos e benefícios permanecem substancialmente com o arrendador são classificados como arrendamentos operacionais. Os pagamentos/recebimentos relacionados aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesas/receitas na demonstração do resultado pelo método linear, durante o período do arrendamento.

Os arrendamentos nos quais contemplam não só o direito de uso de ativos, mas também a transferência substancial dos riscos e benefícios para o arrendatário, são classificados como arrendamentos financeiros.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendatária, os bens são capitalizados ao ativo imobilizado no início do arrendamento em contrapartida a um passivo mensurado pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento. O imobilizado é depreciado de acordo com a política aplicável para o ativo.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendadora, o investimento é inicialmente reconhecido pelos custos incorridos na construção/aquisição do bem.

Em ambos os casos, as receitas/despesas financeiras são reconhecidas na demonstração do resultado do exercício durante o período do arrendamento de modo que seja obtida uma taxa constante sobre o saldo do investimento/passivo existente.

3.4 Imobilizado:

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas de redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O processo de avaliação dos ativos de acordo com as regras do CPC e IFRS na data de transição foi realizado através da segregação em dois grupos:

- Ativos avaliados pelo custo atribuído na data de transição: modelo adotado para os ativos construídos e postos em serviço há longa data em que não seja possível a reconstrução da formação de seu custo ou em que o custo associado a este levantamento não traga um benefício para a apresentação destas demonstrações financeiras. Desta forma, o custo destes ativos imobilizados na data de transição foi determinado de acordo com o seu respectivo valor de mercado ("custo atribuído") e os valores reavaliados estão sendo apresentados tanto para o custo como para a depreciação acumulada. Os efeitos do custo atribuído aumentaram o ativo imobilizado tendo como contrapartida o patrimônio líquido, líquido dos efeitos fiscais.

- Ativos avaliados pelo custo histórico: modelo adotado pela Companhia para ativos recém construídos em que a base de formação do custo é facilmente comprovada e que os valores a custos históricos estejam

próximos de seus respectivos valores de mercado. Para estes casos, as controladas procederam análise de modo a assegurar que a composição do custo esteja em consonância com as atuais práticas contábeis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens, conforme orientação e definição do órgão regulador. Para as geradoras sujeitas à regulamentação do Decreto 2003 de 1996 (controlada CERAN e as controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó), os ativos estão sendo depreciados pelas taxas estabelecidas pelo órgão regulador, desde que não ultrapassem o prazo da concessão.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor contábil do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

3.5 Intangível:

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios e direito de exploração de concessões, software e servidão.

O ágio (“*goodwill*”) resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor pago e/ou a pagar pela aquisição de um negócio e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é medido pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do período referente à aquisição.

Nas demonstrações financeiras individuais, o ágio é incluído ao valor contábil do investimento, sendo apresentado como intangível nas demonstrações financeiras consolidadas.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- i. Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão está sendo apresentado como ativo intangível. Estes valores são amortizados com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias para o prazo remanescente da concessão.
- ii. Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 – Contratos de Concessão): Em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível é registrado correspondendo ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da 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. Para mais informações vide nota 3.1.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

- iii. Uso do Bem Público: Algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período remanescente da concessão.

3.6 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

- Ativos financeiros

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

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

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

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

- Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada no resultado.
- Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Nos casos onde em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, tenha sido identificado um aumento (ganho), a perda de valor é revertida contra o montante da reversão reconhecido no resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um ativo financeiro disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, é reconhecida na reserva de avaliação patrimonial.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio, são testados anualmente para a verificação se os valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de impairment sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou o seu valor em uso.

Uma das formas utilizadas para avaliação do impairment são os testes realizados com base em seu valor em uso. Para estes casos, os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificado um problema de realização, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, anualmente também é realizada uma análise para possível reversão do impairment.

O ágio integrante do valor contábil de um investimento em uma coligada, por não ser reconhecido individualmente, é testado em conjunto com o valor total do investimento, como se fosse um ativo único.

3.7 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.8 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de competência em conformidade com o CPC 33 – Benefícios a Empregados, sendo consideradas Patrocinadoras destes planos. Apesar dos planos possuírem particularidades, tem as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do período em que os serviços são prestados.
- ii. Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes através do método da unidade de crédito projetada. As controladas utilizam-se do corredor para evitar que oscilações nas condições macroeconômicas distorçam o resultado do período. Desta forma, as diferenças acumuladas entre as estimativas atuariais e os resultados reais não são registrados nas demonstrações financeiras a menos que excedam 10% do maior valor entre o passivo e ativo dos planos. Os ganhos e perdas não registrados que ultrapassarem este limite são registrados ao resultado do exercício pelo prazo esperado de serviço remanescente dos funcionários. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao total de quaisquer custos de serviço passado não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.9 Dividendos e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, serão mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendo e juros sobre o capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Com a nova prática contábil, os juros sobre o capital próprio não mais transitam pela demonstração do resultado, estando os efeitos demonstrados apenas na mutação do patrimônio líquido e na taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social.

3.10 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas é medido pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso. A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada (“preço fixo”), sendo as perdas reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.11 Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou na reserva de avaliação patrimonial que já são reconhecidos líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

A Companhia e determinadas controladas registraram em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal. As controladas registraram, também, créditos fiscais referentes ao benefício de ágios incorporados, os quais estão sendo amortizados proporcionalmente aos lucros líquidos individuais projetados para o período remanescente de cada contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.12 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período atribuível aos acionistas controladores da Companhia e a média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41 e IAS 33.

3.13 Ativos e passivos regulatórios

Em consonância com o entendimento preliminar do IASB/CPC, ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados nas demonstrações financeiras das controladas de distribuição 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 consumo de energia elétrica por parte dos clientes cativos.

3.14 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Diversas normas, emendas às normas e interpretações IFRS emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011, são as seguintes:

- IAS 1 Financial Statement Presentation
- IAS 12 – Income Taxes
- IAS 19 Employee Benefits
- IAS 27 – Consolidated and Separate Financial Statements
- IAS 28 – Investments in Associates
- IFRS 7 – Financial Instruments: Disclosures
- IFRS 9 Financial Instruments
- IFRS 10 Consolidated Financial Statements
- IFRS 11 Joint Arrangements
- IFRS 12 Disclosure of Interests in Other Entities
- IFRS 13 Fair Value Measurement

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes aos IFRSs acima citados, sendo que a adoção antecipada dos pronunciamentos do IFRS está condicionada à aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários. A Companhia está analisando o impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

- Imobilizado e intangível

O valor justo do imobilizado e intangível reconhecido em função de uma combinação de negócios é baseado em valores de mercado. O valor de mercado da propriedade é o valor estimado para o qual um ativo poderia ser trocado na data de avaliação entre partes conhecedoras e interessadas em uma transação sob condições normais de mercado. O valor justo dos itens do ativo imobilizado é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos foram registrados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelo de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da BM&F BOVESPA e ANDIMA.

Os ativos financeiros classificados como disponível para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos das concessionárias de distribuição. A metodologia adotada para valorização a mercado destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada concessionária, consiste na reavaliação ao preço de mercado da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Apesar da metodologia e critérios de avaliação da indenização no momento da reversão dos ativos ainda não ter sido definida pela União, a Administração da Companhia acredita que a indenização será avaliada tendo como base, no mínimo, o modelo de precificação das tarifas. Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IGP-M como melhor estimativa para ajustar a base original ao

respectivo valor justo nas datas subsequentes, em consonância com o processo de Reajuste Tarifário.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
Saldos bancários	723	4.700	147.126	361.749
Aplicações financeiras	548.466	106.258	2.552.710	1.201.148
Total	549.189	110.958	2.699.837	1.562.897

As aplicações financeiras correspondem a operações de curto prazo realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2011 e de 2010 é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	2011	2010
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	333.396	216.223	24.317	573.936	502.539
Industrial	142.520	52.821	32.133	227.474	232.943
Comercial	133.522	45.758	15.990	195.270	169.955
Rural	33.898	8.240	1.474	43.612	39.094
Poder público	28.758	4.954	889	34.601	32.614
Iluminação pública	27.988	1.957	12.325	42.270	41.749
Serviço público	36.275	4.456	829	41.560	40.055
Faturado	736.357	334.409	87.957	1.158.723	1.058.949
Não faturado	427.661	-	-	427.661	465.077
Parcelamento de débito de consumidores	89.174	9.857	37.851	136.882	112.141
Energia livre	3.674	-	-	3.674	3.727
Operações realizadas na CCEE	17.961	-	-	17.961	23.932
Concessionárias e permissionárias	207.204	-	-	207.204	193.852
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(85.318)	(85.318)	(80.692)
Outros	7.493	-	-	7.493	39.086
Total	1.489.523	344.266	40.490	1.874.280	1.816.073
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	140.999	-	-	140.999	154.436
Operações realizadas na CCEE	41.301	-	-	41.301	41.301
Total	182.300	-	-	182.300	195.738

Parcelamento de Débitos de Consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração das controladas, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Operações Realizadas na CCEE - Os valores referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. Os valores de longo prazo compreendem principalmente: (i) ajustes judiciais, determinados em função de processos movidos por agentes do setor; (ii) ações judiciais que contestam a contabilização da CCEE para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002; e (iii) registros escriturais provisórios determinados pela CCEE. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi contabilizada para este fim.

Concessionárias e Permissionárias - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31/12/2009	(81.974)
Provisão constituída	(108.663)
Recuperação de Receita	56.995
Baixa de Contas a Receber Provisionadas	52.951
Saldo em 31/12/2010	(80.692)
Provisão constituída	(116.722)
Recuperação de Receita	46.049
Baixa de Contas a Receber Provisionadas	66.047
Saldo em 31/12/2011	<u>(85.318)</u>

(7) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Através de instrumento particular de Cessão de Crédito, a Companhia adquiriu em 2005 o crédito proveniente do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica entre a Companhia Energética de São Paulo ("CESP") (vendedora) e CPFL Brasil (compradora), correspondente ao fornecimento de energia por um período de 8 anos. O montante de recursos entregue pela Companhia à CESP será liquidado pela CPFL Brasil com os recursos provenientes da aquisição da energia produzida por aquela empresa.

Na controladora, em 31 de dezembro de 2011, o saldo no ativo circulante é de R\$ 45.668 (R\$ 42.533 em 31 de dezembro de 2010), e no ativo não circulante é de R\$ 2.854 (R\$ 39.216 em 31 de dezembro de 2010). Esta operação é remunerada com juros anuais de 17,5% a.a., mais variação anual do IGP-M, e está sendo amortizada através de parcelas mensais, no valor correspondente à transação de compra de energia.

No consolidado, os montantes de R\$ 72.056, R\$ 8.272 e R\$ 26.783 no não circulante referem-se a aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento das controladas indiretas CPFL Renováveis, BAESA e ENERCAN, respectivamente, e deverão ser mantidas até a amortização total destes empréstimos.

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
Circulante				
Antecipações de contribuição social - CSLL	441	379	7.347	1.425
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	872	1.349	2.791
IRRF s/ JCP	30.891	30.039	31.345	30.347
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.894	761	16.810	11.449
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	7.487	2.870	120.390	40.804
ICMS a compensar	-	-	69.329	72.999
Programa de integração social - PIS	-	-	5.793	3.801
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42	42	22.103	13.437
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1	1	2.123	2.230
Outros	26	26	874	13.736
Total	40.783	34.992	277.463	193.020
Não Circulante				
Contribuição social a compensar - CSLL	-	-	36.277	32.390
Imposto de renda a compensar - IRPJ	-	-	1.001	1.001
ICMS a compensar	-	-	112.423	101.380
Programa de integração social - PIS	-	2.787	3.299	2.855
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	-	62.302	-
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	-	1.339	-
Outros	-	-	74	1.340
Total	-	2.787	216.715	138.966

Contribuição Social a Compensar - No não circulante, o saldo refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela controlada CPFL Paulista, transitada em julgado. A controlada CPFL Paulista está aguardando o trâmite dos procedimentos administrativos de habilitação do crédito junto à Receita Federal, para realizar a compensação do crédito.

ICMS a Compensar - Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de ativo permanente.

PIS e Cofins – No não circulante, o saldo refere-se basicamente a créditos reconhecidos pelas controladas indiretas EPASA e CPFL Renováveis, relacionados à aquisição de equipamentos, que serão realizados através da depreciação dos respectivos equipamentos.

(9) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos e débitos fiscais:

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
Crédito/(Débito) de contribuição social				
Bases negativas	48.352	42.715	56.436	51.806
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	169.062	172.256
Diferenças temporariamente indedutíveis	1.684	724	(112.086)	(12.416)
Subtotal	50.035	43.440	113.413	211.646
Crédito/(Débito) de imposto de renda				
Prejuízos fiscais	143.281	129.690	165.736	143.866
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	565.106	583.724
Diferenças temporariamente indedutíveis	557	4.599	(699.549)	(33.620)
Subtotal	143.839	134.289	31.293	693.969
Crédito/(Débito) de PIS e COFINS				
Diferenças temporariamente indedutíveis	-	-	(6.272)	78
Total	193.874	177.729	138.434	905.693
Total crédito fiscal	193.874	177.729	1.176.535	1.183.460
Total débito fiscal	-	-	(1.038.101)	(277.767)

9.2 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 e ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização dos ágios incorporados que o originaram, conforme o lucro líquido projetado das controladas durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 15.

	Consolidado			
	2011		2010	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	85.709	238.079	94.584	262.734
CPFL Piratininga	19.404	66.584	21.274	73.002
RGE	37.714	155.750	41.117	169.805
CPFL Santa Cruz	3.545	11.148	4.705	14.794
CPFL Leste Paulista	2.024	6.155	2.622	7.986
CPFL Sul Paulista	2.944	9.183	3.767	11.758
CPFL Jaguari	1.745	5.289	2.305	7.002
CPFL Mococa	1.121	3.483	1.456	4.527
CPFL Geração	-	28.167	-	30.877
CPFL Serviços	306	847	425	1.239
CPFL Renováveis	14.552	40.421	-	-
Total	169.062	565.106	172.256	583.724

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	Consolidado					
	2011			2010		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis						
Provisão para contingências	19.246	54.009	-	18.908	52.809	-
Revisão tarifária - base de remuneração	2.628	7.301	2.977	-	-	-
Entidade de previdência privada	2.218	7.159	-	3.051	9.473	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7.656	21.306	-	6.895	19.155	-
Provisão energia livre	4.365	12.128	-	3.730	10.362	-
Programas de P&D e eficiência energética	12.642	35.118	-	14.611	40.579	-
Provisão relacionada a pessoal	2.842	7.886	-	2.338	7.160	-
Diferença de taxas de depreciação - reavaliação	8.315	23.096	-	9.305	25.846	-
Perda em aplicações financeiras	804	2.235	-	-	-	-
Instrumentos financeiros (IFRS / CPC)	376	1.045	-	448	1.245	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS / CPC)	(2.248)	(6.244)	-	(2.475)	(6.878)	-
Estorno de ativos e passivos regulatórios (IFRS / CPC)	(9.789)	(27.191)	(11.086)	(1.077)	(3.030)	(1.399)
Perdas atuariais na transição de práticas contábeis (IFRS/CPC)	26.162	72.964	-	26.718	74.215	-
Outros ajustes mudanças de práticas	18.595	51.652	-	9.673	26.868	-
Combinação de negócios (nota 13)	(98.160)	(660.498)	-	-	-	-
Depreciação acelerada incentivada	(807)	(2.243)	-	-	-	-
Outros	3.595	7.749	1.838	3.941	9.903	1.477
Diferenças temporariamente indedutíveis - Reserva de Avaliação Patrimonial						
Registro da concessão - ajuste do financeiro (IFRS / CPC)	(30.938)	(85.938)	-	(25.337)	(70.388)	-
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS/CPC)	(79.590)	(221.082)	-	(83.145)	(230.939)	-
Total	(112.086)	(699.549)	(6.272)	(12.416)	(33.620)	78

A linha de “combinação de negócios” refere-se aos efeitos de débitos fiscais diferidos reconhecidos sobre o intangível adquirido na combinação de negócios da CPFL Renováveis. Em agosto de 2011, quando do registro inicial desta combinação de negócios, foi registrado R\$ 378.606 referente ao imposto de renda e contribuição social diferidos sobre a mais valia dos ativos líquidos adquiridos naquela data. Em dezembro de 2011, com a aquisição da Jantus e Santa Luzia, foram registrados adicionalmente os montantes de R\$ 349.400 e R\$ 29.977, respectivamente. Os detalhes desta operação estão descritos na nota 13.

Previsão de recuperação

A previsão de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do ágio incorporado, está baseada nas projeções de resultados futuros, aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal, e sua composição é como segue:

Expectativa de Recuperação	Controladora	Consolidado
2012	17.612	142.764
2013	18.673	110.881
2014	15.753	105.473
2015	14.325	88.505
2016	13.549	78.724
2017 a 2019	36.646	195.601
2020 a 2022	31.263	158.691
2023 a 2025	25.484	121.563
2026 a 2028	20.570	94.836
2029 a 2031	-	79.497
	193.874	1.176.535

9.4 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2011 e de 2010:

	Controladora			
	2011		2010	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.552.475	1.552.475	1.573.800	1.573.800
Ajustes Para Refletir a Alíquota Efetiva:				
Equivalência patrimonial	(1.726.679)	(1.726.679)	(1.755.270)	(1.755.270)
Amortização de intangível adquirido	114.562	145.189	115.782	145.302
Receita juros sobre o capital próprio	203.120	203.120	197.444	197.444
Outras adições permanentes líquidas	3.365	4.184	3.536	3.225
Base de cálculo	146.843	178.289	135.292	164.501
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(13.216)	(44.572)	(12.176)	(41.126)
Crédito fiscal constituído	9.566	26.150	4.343	13.440
Total	(3.650)	(18.422)	(7.833)	(27.686)

	Consolidado			
	2011		2010	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	2.361.957	2.361.957	2.385.372	2.385.372
Ajustes Para Refletir a Alíquota Efetiva:				
Amortização de intangível adquirido	115.947	147.784	115.782	146.194
Incentivos fiscais - PITT	(13.480)	(13.480)	(6.058)	(22.380)
Efeito regime lucro presumido	(94.579)	(143.977)	(17.622)	(20.448)
Exclusão Lei 11.941/09 art. 4º	135	541	-	-
Outras adições/(exclusões) permanentes líquidas	65.674	30.485	28.427	(19.008)
Base de cálculo	2.435.654	2.383.311	2.505.901	2.469.730
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(219.209)	(595.828)	(225.531)	(617.433)
Crédito fiscal constituído	9.337	26.127	4.296	13.333
Total	(209.872)	(569.701)	(221.235)	(604.100)

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de investidas.

Crédito Fiscal Constituído - Parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções, a qual resultou em margem para complemento de registro contábil.

9.5 Créditos fiscais não reconhecidos

A controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 122.371 que poderão ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

As controladas CPFL Renováveis e Sul Geradora possuem R\$ 72.158 e R\$ 72.511, respectivamente, de ativos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas que não foram reconhecidos por não apresentarem razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes a absorverem os referidos ativos. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(10) ARRENDAMENTO

A controlada CPFL Brasil realiza atividades de prestação de serviços e aluguel de equipamentos para auto-produção de energia, nas quais é arrendadora, e cujos principais riscos e benefícios relacionados aos respectivos ativos foram transferidos aos arrendatários.

A essência da operação é arrendar, para os clientes que necessitam de maior consumo de energia elétrica em horários de pico (quando a tarifa é mais alta), equipamentos de geração de energia (“autoprodução”) e, sobre estes equipamentos, prestar serviços de manutenção e operação.

A controlada realiza, com recursos próprios, o investimento de construção da planta de geração de energia nas instalações do cliente. A partir da entrada em operação dos equipamentos, o cliente passa a efetuar pagamentos fixos mensais.

Os investimentos realizados nestes projetos de arrendamento mercantil financeiro são registrados pelo valor presente dos pagamentos mínimos a receber, sendo estes recebimentos tratados como amortização do investimento e as receitas financeiras reconhecidas no resultado do exercício pelo prazo dos respectivos contratos.

Estes investimentos resultaram neste exercício uma receita financeira de R\$ 5.625 (R\$ 5.363 em 2010).

	Consolidado			
	2011	2010		
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber	101.153	102.769		
Receita financeira não realizada	(72.051)	(71.701)		
Investimento bruto	<u>29.102</u>	<u>31.068</u>		
Circulante	4.581	4.754		
Não circulante	24.521	26.315		
	<u>até 1 ano</u>	<u>de 1 a 5 anos</u>	<u>mais de 5 anos</u>	<u>Total</u>
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber	4.581	14.821	9.700	29.102

Em 31 de dezembro de 2011, não há (i) valores residuais não garantidos que resultem em benefício do arrendador; (ii) provisão para pagamentos mínimos incobráveis do arrendamento a receber; e (iii) pagamentos contingentes reconhecidos como receita durante o período.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2010	934.646
Adições	381.027
Ajustes ao valor justo	63.064
Baixas	(2.073)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>1.376.664</u>

O saldo refere-se ao valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras de energia de receber caixa no momento da reversão dos ativos ao término da concessão.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração do ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento dos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. A diferença para ajustar o saldo ao respectivo valor justo é registrada como contrapartida na conta de reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido.

(12) OUTROS CRÉDITOS

	<u>Consolidado</u>			
	<u>Circulante</u>		<u>Não Circulante</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Créditos a receber - consórcios	27	17.155	-	-
Adiantamentos - Fundação CESP	15.518	7.995	-	-
Adiantamento - Fornecedores	37.951	16.677	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	1.548	2.107	115.517	89.050
Fundo vinculado empréstimo ME	-	-	29.774	21.222
Ordens em curso	156.524	50.860	-	-
Reembolso RGR	4.590	5.683	1.909	1.909
Contratos de pré-compra de energia	44.399	15.817	58.620	65.786
Convênios de arrecadação	57.377	66.882	-	-
Despesas antecipadas	5.695	29.550	1.355	2.722
Outros	86.309	40.719	72.287	41.412
Total	<u>409.938</u>	<u>253.445</u>	<u>279.461</u>	<u>222.100</u>

Adiantamentos - Fundação CESP - Referem-se a adiantamentos efetuados para programas assistenciais a empregados e manutenção operacional da entidade.

Cauções, fundos e depósitos vinculados - São garantias oferecidas para operações na CCEE e garantias concedidas para controladas em conjunto.

Fundo vinculado a empréstimos em moeda estrangeira - São garantias oferecidas quando da negociação ou renegociação de empréstimos.

Reembolso RGR - Refere-se a valores a compensar, relativos à diferença apurada entre a RGR - Reserva Global de Reversão homologada pela ANEEL e a efetivamente incorrida, calculada com base no ativo imobilizado em serviço.

Contratos de Pré-compra de energia - Refere-se a pagamentos antecipados realizados pelas controladas, os quais serão liquidados com energia a ser fornecida no futuro.

Convênios de arrecadação - Referem-se a (i) convênios firmados pelas distribuidoras com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referente à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, etc; e (ii) recebimentos pela CPFL Brasil, através da divisão CPFL Total, para posterior repasse aos clientes que utilizam dos serviços de arrecadação prestados por esta divisão.

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora	
	2011	2010
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial		
Pelo patrimônio líquido da controladora	5.357.730	4.764.698
Mais valia de ativos líquidos	1.251.131	1.396.320
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054
Total	6.614.915	6.167.072

13.1 - Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial:

Investimento	Quantidade (mil) de ações	2011				2011		2010	
		Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do período	Participação patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	2011	2010
CPFL Paulista	144.378	5.761.746	144.378	897.984	613.307	897.984	808.682	613.307	695.761
CPFL Piratininga	53.031.259	2.391.639	83.896	388.980	308.433	388.980	396.907	308.433	301.746
CPFL Santa Cruz	371.772	273.384	55.363	116.634	31.378	116.634	101.759	31.378	18.290
CPFL Leste Paulista	895.733	148.760	21.546	68.587	13.454	68.587	66.912	13.454	12.330
CPFL Sul Paulista	463.482	140.271	21.468	64.465	16.722	64.465	62.467	16.722	15.341
CPFL Jaguarí	212.126	96.877	14.156	43.430	12.661	43.430	43.433	12.661	11.212
CPFL Mococa	121.761	78.014	14.566	37.634	6.702	37.634	36.691	6.702	8.296
RGE	807.168	2.774.702	884.328	1.267.268	248.233	1.267.268	1.186.849	248.233	245.190
CPFL Geração	205.487.716	4.568.025	1.039.618	2.483.750	706.212	2.483.750	1.908.873	293.852	232.673
CPFL Jaguarí Geração	40.108	47.985	40.108	47.909	10.501	47.909	46.334	10.501	8.258
CPFL Brasil	2.999	1.583.929	2.999	77.667	155.549	(112.633)	94.234	147.668	193.076
CPFL Planalto	630	11.140	630	8.225	14.137	8.225	6.353	14.137	11.114
CPFL Serviços	1.482.334	38.947	19.966	25.330	6.860	25.330	4.304	6.860	2.005
CPFL Atende (*)	1	17.385	13.991	14.329	1.093	14.329	(755)	1.093	504
Chumpitaz	100	7.984	2.059	3.859	1.800	3.859	-	1.800	-
CPFL Jaguarina	189.620	2.554	2.926	1.977	(121)	1.977	1.654	(121)	(526)
Total						5.357.730	4.764.698	1.726.679	1.755.270

(*) Quantidade de quotas

Os saldos relacionados às controladas CPFL Geração e CPFL Brasil foram ajustados para fins de equivalência patrimonial, em função dos efeitos da combinação de negócios da CPFL Renováveis, conforme nota 13.4.

Em função de integralização de capital efetuada em 30 de novembro, de forma desproporcional entre os acionistas da controlada indireta EPASA, a participação da controlada CPFL Geração no capital da EPASA, que antes era de 51%, passou a ser de 52,75%.

13.2 - Juros sobre o Capital Próprio ("JCP") e Dividendos a receber:

Controlada	Controladora				
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio	Total	
	2011	2010	2011	2011	2010
CPFL Paulista	-	237.000	-	-	237.000
CPFL Santa Cruz	-	12.000	-	-	12.000
CPFL Sul Paulista	6.996	-	1.130	8.126	-
CPFL Jaguarí	6.891	-	790	7.682	-
RGE	76.413	-	30.044	106.457	-
CPFL Geração	-	85.000	-	-	85.000
CPFL Brasil	-	75.000	-	-	75.000
CPFL Serviços	3.648	3.648	-	3.648	3.648
	93.949	412.648	31.964	125.913	412.648

No exercício de 2011, a Companhia recebeu o montante de R\$ 1.692.403 referente aos dividendos e Juros sobre o Capital Próprio declarados.

13.3 – Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão, adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente à aquisição de investimentos que estão suportados pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores foram reclassificados para o grupo de Intangível.

13.4 Combinação de negócios (CPFL Renováveis)

A criação da CPFL Renováveis deu-se por meio da incorporação da então controlada indireta SMITA pela ERSA, através da reestruturação societária descrita na nota 1.1, seguindo os termos e condições estabelecidos no Protocolo de Incorporação celebrado por ambas as companhias cujo Fato Relevante foi divulgado em 23 de agosto de 2011.

Em consequência desta incorporação, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis teve um aumento de R\$ 980.827, sendo R\$ 596.631 pelo acervo líquido da SMITA apurado a valor contábil na data base de 31 de julho de 2011, e R\$ 384.196 através de aporte de capital efetuado pelas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil.

A relação de substituição entre as ações da ERSA e as ações da SMITA, para fins da incorporação, tomou por base o valor econômico da ERSA e da SMITA e foi livremente negociada, acordada e pactuada entre partes independentes e reflete, de forma adequada, a melhor avaliação de ambas as entidades.

A ERSA emitiu 913.475.299 novas ações ordinárias em nome da CPFL Geração e CPFL Brasil, as quais conferem iguais direitos àqueles conferidos pelas demais ações ordinárias da ERSA anteriormente existentes.

A CPFL Energia passou a deter, indiretamente, 54,50% da CPFL Renováveis, assumindo seu controle em 1º de agosto de 2011, passando a consolidar integralmente esta controlada a partir desta data.

Esta associação resultou em uma combinação de negócios, de acordo com o CPC 15, uma vez que a Companhia passou a deter o controle da CPFL Renováveis. O valor da contraprestação transferida nesta operação foi de R\$ 773.413. Na essência contábil, em função de ter sido a Companhia quem adquiriu o controle, apesar de ser a ERSA (adquirida contábil) a empresa incorporadora, esta operação refletiu em uma aquisição reversa e, portanto, os ativos líquidos da ERSA foram avaliados a valor de mercado. O respectivo laudo de avaliação, realizado por especialistas, gerou o registro na CPFL Renováveis de uma mais valia atribuída ao intangível de concessão no montante de R\$ 533.757 (nota 14), líquida do imposto de renda e contribuição social diferidos de R\$ 378.606 (nota 9) em contrapartida à conta de reserva de capital no patrimônio líquido (nota 25).

Na Companhia, em função de sua participação societária, foi registrado em Investimentos o montante de R\$ 290.898, em contrapartida à conta de reserva de capital no patrimônio líquido. Nas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil o efeito registrado em seus respectivos investimentos foram de R\$ 232.975 e R\$ 57.922, respectivamente. Também em função da combinação de negócios, considerando que a relação de troca das participações das controladas CPFL Geração e CPFL Brasil na CPFL Renováveis (já contemplando a aquisição da controlada indireta Jantus, nota 13.4.1) houve uma redução de R\$ 60.957 lançada na reserva de capital registrada pela Companhia (aumento de R\$ 179.384 na controlada CPFL Geração e redução de R\$ 240.341 na controlada CPFL Brasil). Desta forma, o valor líquido registrado na reserva de capital oriunda da combinação de negócios, em 31 de dezembro de 2011, foi de R\$ 229.940 (nota 25).

Com relação ao reconhecimento contábil da aquisição da CPFL Renováveis nas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, em função destas não deterem o controle operacional da CPFL Renováveis sendo, portanto, consideradas coligadas, o tratamento dado para fins individuais nas suas respectivas demonstrações financeiras foi: (i) Na CPFL Geração foi registrado um ganho no resultado de R\$ 412.359 e (ii) na CPFL Brasil foi registrado um ganho no resultado de R\$ 7.881 e um ágio de R\$ 190.300. Uma vez que nas demonstrações consolidadas esta operação refere-se a uma transação entre sócios, estes efeitos foram ajustados, para fins de consolidação na CPFL Energia, sendo registrados no patrimônio líquido.

Os impactos da combinação de negócios reversa, conforme descrito acima, tomando-se como base os balanços patrimoniais em 1º de agosto de 2011, são como segue:

	SMITA	ERSA	Subtotal	Valor justo dos ativos de ERSa	CPFL Renováveis
Ativo					
Ativo circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	182.270	668.707	850.977	-	850.977
Outros	21.305	34.298	55.603	-	55.603
Total ativo circulante	203.575	703.005	906.580	-	906.580
Ativo não circulante:					
Imobilizado	760.260	956.444	1.716.704	-	1.716.704
Intangível - direito de concessão	44.600	32.916	77.516	1.113.544	1.191.060
Intangível - goodwill	-	200.052	200.052	(200.052)	-
Outros	70.830	12	70.842	-	70.842
Total ativo não circulante	875.690	1.189.424	2.065.114	913.492	2.978.606
Total do ativo	1.079.265	1.892.429	2.971.694	913.492	3.885.186
Passivo e patrimônio líquido					
Passivo circulante					
Empréstimos e financiamentos	53.964	22.020	75.984	-	75.984
Outros	28.502	57.185	85.687	1.129	86.816
Total passivo circulante	82.466	79.205	161.671	1.129	162.800
Passivo não circulante					
Empréstimos e financiamentos	367.380	467.170	834.551	-	834.551
Impostos diferidos	32.785	-	32.785	378.606	411.391
Outros	3	76.508	76.511	-	76.511
Total passivo não circulante	400.168	543.678	943.846	378.606	1.322.453
Patrimônio líquido	596.631	1.269.546	1.866.177	533.757	2.399.933
Total do passivo e patrimônio líquido	1.079.265	1.892.429	2.971.694	913.492	3.885.186

A receita líquida, resultado do serviço (negativo) e lucro líquido da adquirida (Ersa), a partir da data de aquisição, foram integralmente consolidados na CPFL Renováveis e correspondem a R\$ 85.042, R\$ 7.679 e R\$ 11.062, respectivamente.

A receita líquida, resultado do serviço e lucro líquido da CPFL Renováveis, caso a data de aquisição tivesse sido 1º de janeiro de 2011, seriam de R\$ 306.894, R\$ 103.684 e R\$ 103.716 respectivamente.

O valor da participação de não controladores na CPFL Renováveis na data da aquisição era de R\$ 1.091.969 representando a participação de 45,5% no patrimônio líquido da CPFL Renováveis em 1º de agosto de 2011.

13.4.1 Aquisição da controlada indireta Jantus

Em 7 de abril de 2011, a Companhia, por meio da controlada CPFL Brasil celebrou Contrato de Compra e Venda para aquisição da totalidade das cotas do capital social da Jantus SL ("Jantus"), empresa sediada na Espanha. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Brasil cedeu o Contrato de Compra e Venda para a controlada CPFL Renováveis. Em 20 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição da Jantus, a qual detinha 100% do capital social da SIIF Energies do Brasil Ltda. ("SIIF") e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. ("SIIF Desenvolvimento").

Assim, através da aquisição das cotas, concluída em 21 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis adquiriu, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF e da SIIF Desenvolvimento, com um total de quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não-certificados.

Para implementar a referida transação, a controlada CPFL Brasil realizou aumento e integralização de capital social, no montante de R\$ 820.803, na CPFL Renováveis, em dezembro de 2011, com a emissão de novas ações; dessa forma, a CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,00% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (35,49%) e CPFL Brasil (27,51%) em dezembro de 2011, conforme previsto no acordo de associação com acionista da Ersa.

A CPFL Renováveis emitiu 385.268.687 novas ações ordinárias em nome da CPFL Brasil, as quais conferem iguais direitos àqueles conferidos pelas demais ações ordinárias da CPFL Renováveis anteriormente existentes.

13.4.2 Aquisição da controlada indireta Santa Luzia Energética S.A.

Em 17 de agosto de 2011, a Companhia e a controlada indireta CPFL Renováveis divulgaram em Comunicados ao Mercado a aquisição da totalidade das cotas 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.

a) Informações adicionais sobre aquisição das controladas indiretas Jantus e Santa Luzia:

	Jantus 19/12/2011	Santa Luzia 29/12/2011
Contraprestações transferidas em caixa e equivalentes de caixa pelos acionistas compradores:		
Caixa transferido ou a transferir diretamente aos acionistas	468.916	-
Contas a pagar aos acionistas	-	151.534
Caixa transferido diretamente para a Jantus para pagamento de dívida e despesas de responsabilidade dos vendedores	354.420	-
Estimativa de ajuste de preço a ser pago aos vendedores de acordo com cláusula contratual reconhecido como contas a pagar em 31 de dezembro de 2011	<u>16.316</u>	<u>908</u>
Total da contraprestação transferida (paga)	839.652	152.442

b) Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

Para a aquisição da Jantus e Santa Luzia, a totalidade das contraprestações transferidas (pagas) foi alocada aos ativos adquiridos e passivos assumidos a valores justos, incluídos os ativos intangíveis associados ao direito de exploração de cada autorização, os quais serão amortizados pelos prazos remanescentes das autorizações vinculadas à exploração dos empreendimentos eólicos e de PCHs adquiridas. Consequentemente, como a totalidade do valor pago foi alocado a ativos e passivos identificados, nenhum valor residual foi alocado para ágio nestas transações.

A alocação do valor pago foi suportada por laudo de avaliação econômico-financeiro preparado por especialistas contratados pela Administração da controlada, e por análises conduzidas pela própria CPFL Renováveis.

A controlada CPFL Renováveis não espera que o valor alocado como direito de exploração dessas aquisições seja dedutível para fins fiscais na data da aquisição, e, portanto constituiu imposto de renda e contribuição social diferida relacionados à diferença temporária entre os valores alocados e as bases fiscais destes ativos.

A contabilização inicial da aquisição da Jantus e Santa Luzia foi provisoriamente apurada em 31 de dezembro de 2011. Na data da conclusão das demonstrações financeiras, as avaliações de mercado necessárias e outros cálculos não tinham sido finalizados e, por consequência, tinham sido apurados com base na melhor estimativa da Administração para esses valores, conforme permitido pelo CPC 15.

	Jantus 19/12/2011	Santa Luzia 29/12/2011
Ativos circulantes:		
Caixa e equivalentes de caixa	6.781	45
Impostos a recuperar	49.241	-
Outros	22.956	3.921
Ativos não circulantes:		
Impostos a recuperar	103.725	-
Imobilizado	715.864	237.307
Intangível	4.403	-
Outros	50.544	2.930
Passivos circulantes:		
Fornecedores	47.425	4.114
Empréstimos, financiamentos e debêntures	80.731	11.413
Outros	63.248	2.252
Passivos não circulantes:		
Empréstimos, financiamentos e debêntures	565.158	124.590
Impostos diferidos	15.141	-
Outros	20.407	7.582
Ativos líquidos adquiridos	<u>161.404</u>	<u>94.252</u>

c) Saída de caixa líquida na aquisição da controladas:

	Jantus	Santa Luzia
Contrapartida transferida (paga)	839.652	152.442
Menos: Valor justo de ativos líquidos identificáveis adquiridos	(161.404)	(94.252)
Valor alocado como direito de exploração	678.248	58.190
Mais: Efeitos tributários	349.400	29.977
Valor alocado como direito de exploração após efeitos tributários	<u>1.027.648</u>	<u>88.167</u>

Sobre o intangível adquirido no total de R\$ 1.115.815 foram registrados os efeitos tributários diferidos na linha de diferenças temporariamente indedutíveis (nota 9), no montante de R\$ 379.377.

d) Impacto da aquisição das controladas Jantus e Santa Luzia no resultado da Companhia e da controlada CPFL Renováveis

O resultado do exercício consolidado e da controlada CPFL Renováveis inclui R\$ 24.738 (R\$ 15.585 proporcional à participação da Companhia) relativos aos negócios adicionais gerados pela Jantus. A receita líquida consolidada do exercício inclui R\$24.016 referente a Jantus. No caso da Santa Luzia, por ter sido adquirida em 29 de dezembro de 2011, não gerou impactos no resultado do exercício.

(14) IMOBILIZADO

	Consolidado							
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	Total
Saldo em 31/12/2010	180.382	1.533.696	1.354.882	1.916.219	3.695	12.940	784.650	5.786.465
Custo histórico	182.772	1.814.135	1.674.388	2.655.057	7.888	16.442	784.650	7.135.333
Depreciação acumulada	(2.390)	(280.439)	(319.506)	(738.838)	(4.193)	(3.502)	-	(1.348.868)
Adições	2.214	3.712	19.892	7.333	705	382	802.376	836.614
Baixas	(247)	(200)	(640)	(8.023)	(341)	(173)	(174)	(9.799)
Transferências	8.837	109.030	33.497	394.508	374	3.667	(549.914)	-
Transferências - Outros Ativos	-	-	-	10.341	-	-	(17.525)	(7.184)
Depreciação	(1.513)	(68.346)	(65.628)	(96.051)	(1.092)	(1.980)	-	(234.610)
Combinação de negócios	57.180	-	973.636	831.749	165	949	45.938	1.909.617
Outros	-	-	510	10.159	3	36	265	10.973
Saldo em 31/12/2011	246.853	1.577.892	2.316.149	3.066.235	3.509	15.823	1.065.615	8.292.076
Custo histórico	250.757	1.926.695	2.757.021	4.006.925	8.798	21.695	1.065.615	10.037.506
Depreciação acumulada	(3.903)	(348.802)	(440.873)	(940.691)	(5.289)	(5.872)	-	(1.745.430)
Taxa média de depreciação		2,33%	4,23%	5,10%	20,00%	10,00%	-	

O saldo de imobilizado em curso no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento das controladas operacionais e/ou em desenvolvimento, com destaque para os projetos da CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 943.831.

Em combinação de negócios estão alocados: i) os ativos imobilizados pertencentes a ERSA, no montante de R\$ 956.447, que passaram a ser consolidados na CPFL Renováveis a partir de agosto de 2011; e ii) os ativos da Jantus e Santa Luzia nos montantes de R\$ 715.864 e R\$ 237.307, respectivamente, que passaram a ser consolidados a partir de dezembro de 2011.

Conforme mencionado no item 3.4, determinados ativos foram avaliados na data de transição pelo custo atribuído (“*deemed cost*”), enquanto que os ativos das usinas recentemente construídas estão registrados ao custo de aquisição, que na avaliação da Administração estão próximos dos respectivos valores de mercado. Os ativos imobilizados foram avaliados ao seu respectivo valor de mercado, com base em laudo de avaliação preparado por empresa de engenharia independente especializada em avaliação patrimonial. A mais valia no montante de R\$ 1.002.991 foi apurada para a data-base 1º de janeiro de 2009 e registrada no patrimônio líquido na conta de reserva de avaliação patrimonial. A amortização desta mais valia, calculada com base na vida útil remanescente dos bens, que impactou o resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010 foi de R\$ 37.481 e R\$ 39.605.

Em conformidade com o CPC 20, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para o ano de 2011 foram capitalizados R\$ 6.861 (R\$ 84.839 em 2010). Para maiores detalhes sobre os ativos em construção e as respectivas taxas de captações dos empréstimos, vide notas 1, 17 e 18.

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos: Para todos os períodos apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os períodos apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(15) INTANGÍVEL

	Consolidado			2010
	2011			
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
Ágio	6.152	(37)	6.115	6.115
Direito de concessões				
Adquirido em combinação de negócios	6.016.243	(1.895.854)	4.120.388	2.041.944
Infraestrutura de distribuição - em serviço	8.975.287	(5.390.879)	3.584.408	3.335.775
Infraestrutura de distribuição - em curso	730.807	-	730.807	694.139
Uso do bem público	407.286	(24.716)	382.570	397.984
Outro ativos intangíveis	174.390	(71.239)	103.150	108.917
Total de ativos intangíveis	16.310.165	(7.382.725)	8.927.439	6.584.874
Custo histórico			16.310.165	13.228.307
Amortização acumulada			(7.382.725)	(6.643.433)
			8.927.439	6.584.874

15.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar a concessão, adquirido em combinações de negócios, está demonstrada a seguir:

	Consolidado					
	2011		2010		Taxa de amortização	
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido	2011	2010
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
Controladora						
CPFL Paulista	304.861	(120.118)	184.743	204.045	6,33%	6,53%
CPFL Piratininga	39.065	(14.801)	24.264	26.603	5,99%	6,19%
RGE	3.150	(805)	2.345	2.560	6,81%	6,53%
CPFL Geração	54.555	(20.895)	33.659	36.733	5,63%	5,80%
CPFL Santa Cruz	9	(3)	6	8	21,17%	14,10%
CPFL Leste Paulista	3.333	(1.121)	2.212	2.887	20,30%	13,39%
CPFL Sul Paulista	7.288	(2.315)	4.973	6.356	18,98%	12,79%
CPFL Jaguari	5.213	(1.893)	3.320	4.503	22,68%	13,62%
CPFL Mococa	9.110	(3.079)	6.031	7.841	19,87%	13,92%
CPFL Jaguari Geração	7.896	(1.119)	6.777	7.422	8,17%	6,00%
	<u>434.480</u>	<u>(166.149)</u>	<u>268.331</u>	<u>298.957</u>		
Controladas						
ENERCAN	10.233	(3.023)	7.210	7.916	6,90%	6,93%
Barra Grande	3.081	(1.196)	1.884	2.069	5,98%	5,93%
Chapecoense	7.376	(301)	7.075	7.376	4,08%	-
EPASA	499	(19)	479	499	3,85%	-
Parque eólico Santa Clara	-	-	-	31.737	-	-
Parque eólico Campo dos Ventos	-	-	-	5.576	-	0,00%
CPFL Renováveis	2.318.580	(18.773)	2.299.807	-	3,82%	0,00%
Outros	14.478	(11.952)	2.527	3.248	4,99%	6,22%
	<u>2.354.246</u>	<u>(35.263)</u>	<u>2.318.983</u>	<u>58.421</u>		
Subtotal	2.788.726	(201.412)	2.587.314	357.379		
Intangível adquirido já incorporado - dedutível						
Controladas						
RGE	1.120.266	(758.359)	361.908	380.711	1,68%	1,69%
CPFL Geração	426.450	(238.083)	188.367	206.491	4,25%	3,92%
Subtotal	1.546.716	(996.442)	550.274	587.202		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
Controladora						
CPFL Paulista	1.074.026	(477.318)	596.709	658.503	5,75%	5,93%
CPFL Piratininga	115.762	(43.859)	71.903	78.834	5,99%	6,19%
RGE	310.128	(87.234)	222.894	243.296	6,58%	6,30%
CPFL Santa Cruz	61.685	(36.987)	24.698	32.778	13,10%	13,07%
CPFL Leste Paulista	27.034	(12.745)	14.289	18.507	15,59%	15,46%
CPFL Sul Paulista	38.168	(17.611)	20.557	26.312	15,16%	15,17%
CPFL Mococa	15.124	(7.286)	7.838	10.174	15,34%	15,87%
CPFL Jaguari	23.600	(11.246)	12.354	16.300	16,72%	15,75%
CPFL Jaguari Geração	15.275	(3.716)	11.559	12.659	7,20%	7,94%
Subtotal	1.680.801	(698.000)	982.800	1.097.363		
Total	6.016.243	(1.895.854)	4.120.388	2.041.944		

O intangível adquirido em combinações de negócio está assim representado:

- Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao ágio de aquisição remanescente das ações detidas por acionistas não controladores.

- Intangível adquirido já incorporado - Dedutível

Refere-se ao ágio oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

- Intangível adquirido já incorporado - Recomposto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do ágio advindo de incorporação de controladora cause impacto negativo ao fluxo de dividendos aos acionistas, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o ágio de aquisição. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do ágio em contrapartida à reserva do patrimônio líquido das

controladas, de forma que o efeito da operação no patrimônio reflita o benefício fiscal do ágio incorporado. Estas alterações afetaram o investimento da Companhia nas controladas, sendo necessária a constituição do ágio indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

15.2 Movimentação do ativo intangível:

As movimentações do ativo intangível para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010 são como segue:

	Consolidado						TOTAL
	Agio	Direito de concessão			Uso do bem público	Outros ativos intangíveis	
Adquirido em combinações de negócios		Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso				
Saldo em 31/12/2010	6.115	2.041.944	3.335.775	694.139	397.984	108.917	6.584.874
Adições	-	-	3.259	1.094.929	-	8.673	1.106.861
Amortização	-	(196.513)	(389.740)	-	(15.413)	(17.279)	(618.945)
Transferência - intangíveis	-	(27.164)	636.009	(621.500)	-	12.655	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	-	(381.027)	-	-	(381.027)
Transferência - Outros Ativos	-	-	(895)	(55.734)	-	(10.341)	(66.971)
Combinação de Negócios	-	2.302.122	-	-	-	-	2.302.122
Outros	-	-	-	-	-	526	526
Saldo em 31/12/2011	6.115	4.120.388	3.584.408	730.807	382.570	103.150	8.927.439

Em 31 de dezembro de 2011, o total de intangível adquirido em combinação de negócios refere-se à reestruturação societária da CPFL Renováveis (nota 13), sendo: (i) R\$ 912.363 gerados em função da aquisição reversa; (ii) R\$ 1.153.443 refere-se a aquisições de negócios ocorridas a partir de 1º de agosto na CPFL Renováveis, principalmente relacionado à aquisição da Jantus e Santa Luzia (R\$ 1.115.815); e (iii) R\$ 232.013 referem-se a saldos já existentes na adquirida em 31 de julho de 2011. A controlada registrou os respectivos efeitos tributários diferidos sobre o intangível adquirido, na linha de diferenças temporariamente indedutíveis.(nota 9).

Em conformidade com o CPC 20, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No consolidado, para o ano de 2011 foram capitalizados R\$ 32.281 (R\$ 48.099 em 2010) a uma taxa de 9,95% a.a. (7,9% a.a. em 2010).

15.3 Teste de redução ao valor recuperável

Para todos os períodos apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

Para fins de análise de recuperação dos ativos intangíveis com vida útil indefinida (incluindo o ágio), a Companhia utilizou o método do valor em uso para avaliar o valor recuperável de cada UGCs. Desta forma, os respectivos fluxos de caixa foram elaborados através da avaliação da Administração sobre as tendências futuras no setor elétrico, baseados tanto em fontes externas como em dados históricos.

O resultado de tal avaliação para todos os períodos apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(16) FORNECEDORES

	Consolidado	
	2011	2010
Circulante		
Encargos de serviço do sistema	33.794	32.406
Suprimento de energia elétrica	730.790	584.018
Encargos de uso da rede elétrica	150.013	160.099
Materiais e serviços	233.560	199.264
Energia Livre	78.432	70.262
Outros	13.555	1.335
Total	1.240.143	1.047.385

(17) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado							
	2011				2010			
	Encargos - Circulante e Não Circulante	Principal		Total	Encargos - Circulante e Não Circulante	Principal		Total
	Circulante	Não Circulante			Circulante	Não Circulante		
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
BNDES - Repotenciação	34	3.690	4.802	8.526	55	5.040	8.498	13.593
BNDES - Investimento	25.032	542.153	4.071.103	4.638.287	8.494	330.220	3.019.812	3.358.526
BNDES - Bens de renda	49	2.039	5.042	7.130	46	2.002	4.737	6.785
BNDES - Capital de giro	687	111.129	36.928	148.743	983	70.121	141.677	212.781
Instituições financeiras	119.804	221.142	1.507.927	1.848.874	50.269	144.397	1.251.864	1.446.530
Outros	782	13.154	28.327	42.263	594	23.337	34.477	58.408
Subtotal	146.388	893.307	5.654.129	6.693.824	60.440	575.116	4.461.066	5.096.622
Moeda estrangeira								
Instituições financeiras	444	3.107	42.769	46.320	432	3.751	40.750	44.932
Subtotal	444	3.107	42.769	46.320	432	3.751	40.750	44.932
Total ao custo	146.832	896.414	5.696.898	6.740.144	60.872	578.867	4.501.815	5.141.554
Moeda estrangeira								
Instituições financeiras	18.697	-	1.685.557	1.704.254	8.799	-	416.027	424.827
Total	18.697	-	1.685.557	1.704.254	8.799	-	416.027	424.827
Total ao valor justo	18.697	-	1.685.557	1.704.254	8.799	-	416.027	424.827
Total	165.529	896.414	7.382.455	8.444.398	69.671	578.867	4.917.843	5.566.381

Mensuradas ao custo	Consolidado		Remuneração anual	Condições de Amortização	Garantias
	2011	2010			
Moeda Nacional					
BNDES - Repotenciação					
CPFL Geração	-	13.593	TJLP + 3,1% a 4,3%	36 a 84 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2003 a dezembro de 2008	Aval da CPFL Paulista e CPFL Energia
CPFL Renováveis	8.526	-	TJLP + 3,1% a 4,3%	72 a 75 parcelas mensais a partir de setembro de 2007 a julho de 2008	Aval e Fiança da CPFL Energia e Nota Promissória
BNDES/BNB - Investimento					
CPFL Paulista - FINEM III	53.807	80.711	TJLP + 3,3%	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Fiança da CPFL Energia, recebíveis e nota promissória
CPFL Paulista - FINEM IV	192.429	256.572	TJLP + 3,28% a 3,4%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM V	199.692	98.051	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM V	64.873	35.135	Pré fixado 5,5% a 8,0%	114 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINAME	67.613	36.067	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga - FINEM II	31.963	47.945	TJLP + 3,3%	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Fiança da CPFL Energia, recebíveis e nota promissória
CPFL Piratininga - FINEM III	80.207	106.944	TJLP + 3,28% a 3,4%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM IV	109.734	55.099	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM IV	35.611	13.081	Pré fixado 5,5% a 8,0%	114 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINAME	32.062	22.905	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
RGE - FINEM III	22.429	44.858	TJLP + 5,0%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2008 a dezembro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM IV	122.492	163.321	TJLP + 3,28 a 3,4%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2010 a dezembro de 2014	Recebíveis / Fiança da CPFL Energia
RGE - FINEM V	109.962	59.967	TJLP + 2,12 a 3,3%	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012 a Janeiro de 2018	Recebíveis / Fiança da CPFL Energia
RGE - FINEM V	23.308	9.710	Pré fixado 5,5%	96 parcelas mensais a partir de Fevereiro de 2013 a Janeiro de 2021	Recebíveis / Fiança da CPFL Energia
RGE - FINAME	16.089	4.857	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a dezembro de 2019	Aval da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz	8.007	10.483	TJLP + 2,00% a 2,90%	54 parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Mococa	4.258	5.475	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de janeiro de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Jaguari	3.732	4.825	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Leste Paulista	5.497	3.261	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Sul Paulista	5.952	4.735	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Geração	-	74.531	TJLP + 1,72%	192 parcelas mensais a partir de maio de 2013	Fiança CPFL Energia
BAESA	104.649	120.347	TJLP + 3,125% a 4,125%	144 parcelas mensais a partir de setembro de 2006	Penhor de Ações, Direito Creditório e Vinculação de Receitas
BAESA	23.356	24.244	UMBND + 3,125% (1)	144 parcelas mensais a partir de novembro de 2006	Penhor de Ações, Direito Creditório e Vinculação de Receitas
ENERCAN	240.780	273.992	TJLP + 4%	144 parcelas mensais a partir de abril de 2007	Cartas de Fiança
ENERCAN	15.685	15.932	UMBND + 4%	144 parcelas mensais a partir de abril de 2007	Cartas de Fiança
CERAN	508.179	557.451	TJLP + 3,69% a 5%	168 parcelas mensais a partir de dezembro de 2005	Aval da CPFL Energia
CERAN	55.288	53.845	UMBND + 3,69% a 5% (1)	168 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2006	Aval da CPFL Energia
Foz do Chapecó	1.044.312	996.013	TJLP + 2,49% a 2,95%	192 parcelas mensais a partir de outubro de 2011	Penhor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão, Vinculação de Receitas e Aval da CPFL Energia
CPFL Bioenergia - FINEM	-	39.512	TJLP + 1,9%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
CPFL Bioenergia - FINAME	-	39.369	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
CPFL Renováveis - FINEM II	38.818	-	TJLP + 1,9%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
CPFL Renováveis - FINAME II	37.356	-	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios.
CPFL Renováveis - FINEM I	416.677	-	TJLP 1,95%	168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009 a Julho de 2011	PCH Holding devedora solidária, carta fiança
CPFL Renováveis - FINEM III	426.119	-	TJLP + 1,72% a 1,9%	156 a 192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a maio de 2013	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação
CPFL Renováveis - FINEM IV	5.374	-	TJLP + 3,5%	46 parcelas mensais a partir de abril de 2011	Fiança da CPFL Energia, penhor de direitos creditórios.
CPFL Renováveis - FINEM V (Santa Luzia)	136.002	-	TJLP + 2,8% a 3,4%	143 meses a partir de dezembro de 2011	PCH Holding 2 e CPFL Renováveis devedora solidária.
CPFL Renováveis - FINAME I	179.188	-	Pré-fixado 5,5%	102 a 108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a agosto de 2020	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária conjunta de direitos creditórios
Epasa - FINEM	102.782	-	TJLP + 1,82%	152 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Fiança da CPFL Energia
Epasa - BNB	109.137	95.613	Pré fixado 10%	132 parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	Fiança bancária e fundo de liquidez em conta reserva.
CPFL Brasil - FINEP	4.868	3.675	5% Pré-fixada	81 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Recebíveis

BNDES - Outros					
CPFL Brasil - Bens de Renda	3.624	6.785	TJLP + de 1,94% a 2,84%	36 parcelas mensais a partir de maio de 2009	Vinculado ao bem adquirido
CPFL Brasil - Bens de Renda	3.508	-	pré fixado de 4,5% a 8,70%	96 parcelas mensais a partir de março de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga - Capital de Giro	78.276	105.652	TJLP + 5,0% (2)	24 parcelas mensais a partir de fevereiro e outubro de 2011	Não existem garantias
CPFL Geração - FINEM - Capital de Giro	42.077	53.232	TJLP + 4,95%	24 parcelas mensais a partir de julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
CPFL Geração - FINAME - Capital de Giro	28.389	53.896	TJLP + 4,95% (2)	23 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2011	Aval da CPFL Energia
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista					
Banco do Brasil - Lei 8727	26.589	34.874	IGP-M + 7,42%	240 parcelas mensais a partir de maio de 1994	Arrecadação de recebíveis
Banco do Brasil	105.435	104.890	107% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	224.124	199.622	98,50% do CDI	4 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	160.528	-	99,00% do CDI	02 parcelas anuais a partir de março de 2013.	Aval da CPFL Energia S. A.
CPFL Piratininga					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	20.613	18.360	98,5% do CDI	4 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	20.671	-	99,0% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
RGE					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	266.046	236.830	98,5% do CDI	4 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	59.438	-	99,0% do CDI	02 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz					
HSBC	-	45.206	CDI + 1,10%	Parcela única em junho de 2011	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	18.551	16.337	98,50% do CDI	2 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	7.113	-	99,00% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	11.479	10.109	98,50% do CDI	2 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	9.948	-	99,00% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	19.073	16.798	98,50% do CDI	2 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	18.576	-	99,00% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	9.623	8.476	98,50% do CDI	2 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	3.114	-	99,00% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Jaguarí					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	2.029	1.786	98,50% do CDI	2 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	6.298	-	99,00% do CDI	2 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Geração					
Banco Itau BBA	-	103.371	106,0% do CDI	Parcela única em fevereiro de 2014	Fiança CPFL Energia
Banco do Brasil	628.632	627.432	107,0% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança CPFL Energia
CERAN					
Banco Bradesco	-	22.439	CDI + 1,75%	Parcela única em abril de 2012	Não existem garantias
Foz do Chapecó					
Banco Alfa	3.911	-	111,45% do CDI	parcela única em janeiro de 2012	Não existem garantias
CPFL Renováveis					
Banco Safra	42.925	-	CDI+ 0,4%	parcela anual até 2014	Não existem garantias
Banco Safra	32.022	-	CDI + 0,4%	parcela anual até 2014	Não existem garantias
BNB	152.136	-	TJLP + 8,08%	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2009	Alienação Fiduciária
Outros					
Eletrobrás					
CPFL Paulista	9.046	10.358	RGR + 6,0% a 6,5%	Parcelas mensais até dezembro de 2022	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Piratininga	707	925	RGR + 6%	Parcelas mensais até julho de 2016	Recebíveis e Notas Promissórias
RGE	16.264	18.097	RGR + 6%	Parcelas mensais até julho de 2016	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Santa Cruz	3.381	3.947	RGR + 6%	Parcelas mensais até abril de 2018	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Leste Paulista	986	1.096	RGR + 6%	Parcelas mensais até fevereiro de 2022	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Sul Paulista	1.629	1.837	RGR + 6%	Parcelas mensais até julho de 2018	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Jaguarí	93	109	RGR + 6%	Parcelas mensais até maio de 2017	Recebíveis e Notas Promissórias
CPFL Mococa	383	415	RGR + 6%	Parcelas mensais até fevereiro de 2022	Recebíveis e Notas Promissórias
Outros	9.774	21.624			
Subtotal Moeda Nacional - Custo	6.693.824	5.096.622			
Moeda Estrangeira					
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista (6)					
Debt Conversion Bond	1.119	2.982	US\$ + Libor 6 meses + 0,875%	17 parcelas semestrais a partir de abril de 2004	Vinculação de Receitas Aval Governo SP
C-Bond	5.064	6.298	US\$ + 8%	21 parcelas semestrais a partir de abril de 2004	Vinculação de Receitas Aval Governo SP
Discount Bond	16.403	14.570	US\$ + Libor 6 meses + 0,8125%	Parcela única em abril de 2024	Depósito em garantia e receitas Aval Governo SP
PAR-Bond	23.734	21.082	US\$ + 6%	Parcela única em abril de 2024	Depósito em garantia e receitas Aval Governo SP
Subtotal Moeda Estrangeira - Custo	46.320	44.932			
Total Mensurados ao Custo	6.740.144	5.141.554			

Moeda Estrangeira					
Mensuradas ao valor justo					
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista					
Banco ABN AMRO Real	-	424.827	Yen +1,49% (3)	Parcela única em janeiro de 2012	Não existem garantias
BNP Paribas	195.602	-	US\$ + 2,78% (3)	Parcela única em junho 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P.Morgan	95.259	-	US\$ + 2,74% (3)	Parcela única em julho/2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P.Morgan	94.364	-	US\$ + 2,55% (3)	Parcela única em agosto/2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Morgan Stanley	95.086	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (3)	Parcela única em setembro 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America	196.645	-	US\$ + 3,69 % (3)	Parcela única em julho 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America	282.012	-	US\$ + 2,33% (3)	Parcela única em julho 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Societe Generale	42.106	-	US\$ + 3,55% (3)	Parcela única em agosto 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	95.165	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,77% (3)	Parcela única em setembro 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
HSBC	44.782	-	US\$ + Libor 6 meses + 2,37%(3)	Parcela única em setembro 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Piratininga					
BNP Paribas	56.862	-	USD + 2,62% (3)	Parcela única em julho de 2014	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
J.P.Morgan	188.538	-	USD + 2,52% (3)	Parcela única em agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
Societe Generale	55.249	-	USD + 3,55% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
Citibank	15.190	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,69%(3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
Sumitomo	94.845	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,75%(3)(***)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
CPFL Geração					
Citibank	118.524	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,69%(3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória
CPFL Leste Paulista					
Citibank - Lei 4131	8.972	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,52%(3)	Parcela única em setembro de 2014	Nota promissória e aval da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista					
Citibank - Lei 4131	8.972	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,52%(3)	Parcela única em setembro de 2014	Nota promissória e aval da CPFL Energia
CPFL Jaguarí					
Citibank - Lei 4131	8.233	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,52%(3)	Parcela única em agosto de 2014	Nota promissória e aval da CPFL Energia
CPFL Mococa					
Citibank - Lei 4131	7.849	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,52%(3)	Parcela única em setembro de 2014	Nota promissória e aval da CPFL Energia
Total Moeda Estrangeira - Valor Justo	1.704.254	424.827			
Total Consolidado	8.444.398	5.566.381			

Suas controladas possuem swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 143,9% do CDI

(3) 95,50% a 106,85% do CDI

(2) 106,3% do CDI

(6) Dada a existência de ativos indexados em dólar (nota 10), consta um swap parcial no montante de R\$ 24.268 convertendo a variação da moeda para 105,95% do CDI

(*) Taxa efetiva:

CPFL Paulista e CPFL Piratininga - 98,5% CDI + 2,88%

RGE - 98,5% do CDI + 2,5% a.a.

CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguarí - 98,5% CDI + 2,28%

(**) Taxa Efetiva:

CPFL Paulista - 99,0% do CDI + 0,5% e CPFL Piratininga - 99,0% do CDI + 2,4%

RGE - 99,0% do CDI + 2,38% a.a.

CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguarí - 99,0% CDI + 2,88%

(***) Taxa Efetiva

CPFL Pitatininga - 98,65% do CDI + 0,10%

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia e suas controladas, em consonância com os CPCs 38 e 39, classificaram suas dívidas como (i) passivos financeiros não mensurados ao valor justo (ou mensuradas ao custo), e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

Em 2011, as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguarí captaram dívida em moeda estrangeira para capital de giro e as designaram, no momento do reconhecimento, como passivo financeiro mensurado ao valor justo.

A classificação como passivos financeiros mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2011, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 1.704.256 (R\$ 424.827 em 31 de dezembro de 2010) e os valores correspondentes ao custo amortizado são como segue:

Moeda estrangeira Mensuradas ao valor justo	2011				Valor justo (contábil)
	Encargos - circulante e não	Valor a custo			
		Circulante	Principal Não circulante	Total	
CPFL Paulista					
BNP Paribas	2.610	-	192.020	194.630	195.602
J.P.Morgan	1.235	-	93.790	95.025	95.259
J.P.Morgan	990	-	93.790	94.780	94.364
Morgan Stanley	610	-	93.790	94.400	95.086
Bank of America	3.288	-	187.580	190.868	196.645
Bank of America	3.114	-	281.370	284.484	282.012
Societe Generale	608	-	40.564	41.172	42.106
Citibank	604	-	93.790	94.394	95.165
HSBC	299	-	45.019	45.319	44.782
	13.357	-	1.121.714	1.135.071	1.141.020
CPFL Piratininga					
BNP Paribas	639	-	56.274	56.913	56.862
J.P.Morgan	1.957	-	187.580	189.537	188.538
Societe Generale	798	-	53.226	54.024	55.249
Citibank	115	-	15.007	15.122	15.190
Sumitomo	715	-	93.415	94.130	94.845
	4.224	-	405.502	409.726	410.684
CPFL Geração					
Citibank	903	-	117.237	118.140	118.526
CPFL Sul Paulista					
Citibank	54	-	8.939	8.993	8.972
CPFL Leste Paulista					
Citibank	54	-	8.939	8.993	8.972
CPFL Mococa					
Citibank	47	-	7.821	7.868	7.849
CPFL Jaguari					
Citibank	59	-	8.178	8.237	8.233
	18.698	-	1.678.330	1.697.028	1.704.256

As variações dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro das controladas. As perdas obtidas na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 7.359 (ganho de R\$ 4.965 em 31 de dezembro 2010), somados aos efeitos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 1.241 (perda de R\$ 7.607 em 31 de dezembro de 2010), contratados para proteção da variação cambial (nota 32), gerando uma perda total de R\$ 8.600 (R\$ 2.642 em 31 de dezembro de 2010).

Principais captações no exercício:

Moeda Nacional

BNDES – Investimento:

FINEM V (CPFL Paulista) – A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010, no montante de R\$ 291.043 que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicado na implementação do plano de investimento para o 2º semestre de 2010 e do ano de 2011. Em 2011 houve a liberação de R\$ 129.030. Haverá uma última liberação no primeiro trimestre de 2012 (quando da comprovação final de 2011) e o eventual saldo remanescente será cancelado.

FINAME (CPFL Paulista) – A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2009, no montante de R\$ 92.183, que faz parte de uma linha de crédito do FINAME, a ser aplicado na aquisição de equipamentos do Sistema Elétrico em 2010 e 2011. Em 2011, a Companhia recebeu o montante de R\$ 31.468 e o saldo remanescente de R\$ 24.123 foi cancelado. Os juros serão pagos trimestralmente e a partir de 15 de janeiro de 2012 as amortizações serão efetuadas mensalmente.

FINEM IV (CPFL Piratininga) – A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010, no montante de R\$ 165.621, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicada na implementação

do plano de investimento para o 2º semestre de 2010 e para o ano de 2011. Em 2011 houve liberação de R\$ 75.596. Haverá uma última liberação no primeiro trimestre de 2012, (quando da comprovação final de 2011), e o eventual saldo remanescente será cancelado.

FINAME (CPFL Piratininga) - A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2009, no montante de R\$ 48.116, que faz parte de uma linha de crédito do FINAME, a ser aplicado na aquisição de equipamentos do Sistema Elétrico em 2010 e 2011. Em 2011 a controlada recebeu o montante de R\$ 9.133 e o saldo remanescente de R\$ 16.116 foi cancelado. Os juros serão pagos trimestralmente e a partir de 15 de janeiro de 2012 as amortizações serão efetuadas mensalmente.

FINEM V (RGE) – A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010, no montante de R\$ 167.861, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicado na implementação do plano de investimento para o 2º semestre de 2010 e do ano de 2011. Neste exercício, a controlada recebeu o montante de R\$ 62.132. Haverá uma última liberação no primeiro trimestre de 2012, (quando da comprovação final de 2011), e o eventual saldo remanescente será cancelado.

FINAME (RGE) - A controlada obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2009, no montante de R\$ 32.419, que faz parte de uma linha de crédito do FINAME, a ser aplicado na aquisição de equipamentos do Sistema Elétrico em 2010 e 2011. Em 2011 recebeu o montante de R\$ 11.211 e o saldo remanescente será cancelado. Os juros são pagos trimestralmente e a partir de 15 de janeiro de 2012 as amortizações serão efetuadas mensalmente.

FINEM I (CPFL Renováveis) - A CPFL Renováveis possuía estas operações de financiamento junto ao BNDES, que passaram a ser consolidadas nas demonstrações financeiras da Companhia a partir de 1º de agosto de 2011 (notas 1 e 13).

FINEM III / FINAME I (CPFL Renováveis) - As controladas CPFL Geração e CPFL Brasil obtiveram aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010 nos montantes de R\$ 574.098 e R\$ 398.547, respectivamente, que serão destinados às controladas indiretas Santa Clara I a VI e Eurus VI e CPFL Bio Formosa, CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Buriti. Em 2011, foi liberado o montante de R\$ 587.894 e o saldo remanescente de R\$ 384.751 está previsto para ser liberado até abril de 2013. Em função da reestruturação societária descrita nas notas 1 e 13, estas dívidas passaram a ser registradas na controlada CPFL Renováveis a partir de 1º de agosto de 2011.

FINEM V (CPFL Renováveis) – A controlada indireta Santa Luzia, adquirida no contexto da combinação de negócios descrita na nota 13, possuía estas operações junto ao BNDES, que passaram a ser consolidadas nas demonstrações financeiras da Companhia a partir de dezembro de 2011.

FINEM (Epasa) – Em agosto de 2011 a controlada indireta EPASA assinou um contrato de financiamento junto BNDES no valor de R\$ 203.343 (R\$ 107.263 proporcional à participação da Companhia), destinado à construção das UTE's Termoparaíba e Termonordeste. Em 2011, ocorreu a liberação de uma parcela no montante de R\$ 194.400 (R\$ 102.546 proporcional à participação da Companhia). O principal e juros serão pagos mensalmente até agosto de 2024.

BNB (Epasa) – Em dezembro de 2009 a controlada indireta EPASA assinou um contrato de financiamento junto Banco do Nordeste do Brasil – BNB no valor de R\$ 214.278 (R\$ 113.032 proporcional à participação da Companhia), destinado à construção das UTE's Termoparaíba e Termonordeste. Em 2011 ocorreu a liberação de R\$ 19.163 (R\$ 10.109 proporcional à participação da Companhia). O saldo remanescente de R\$ 4.676 foi cancelado. Os juros serão pagos trimestralmente até dezembro de 2012 e mensalmente a partir de janeiro de 2013. Não existem cláusulas restritivas previstas para este contrato de financiamento.

Instituições Financeiras

Banco do Brasil – Capital de Giro (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari) - As controladas obtiveram a aprovação de financiamento de capital de giro com liberação em 2011 no valor total de R\$ 267.870 (R\$ 261.504 líquida dos

gastos de emissão), para cobertura de capital de giro. Os juros serão capitalizados mensalmente e amortizados juntamente com as parcelas do principal.

Banco Alfa (Foz do Chapecó) – Em 2011, foi obtida uma linha de crédito junto ao Banco Alfa, no montante de R\$ 50.000 (R\$ 25.500 proporcional à participação da Companhia), cujos recursos destinam-se ao reforço do capital de giro.

Bank of América Merrill Lynch, Banco BNP Paribás, Banco J.P Morgan, Banco Societe Generale, Banco Citibank, Banco Morgan Stanley, Banco HSBC e Banco Sumitomo – Capital de Giro (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari) – As controladas obtiveram aprovação de financiamento em moeda estrangeira de capital de giro com liberação, em 2011, no valor de R\$ 1.418.155 (R\$ 1.338.306 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.

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, considerando somente os respectivos valores registrados ao custo, têm vencimentos assim programados:

<u>Vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2013	955.186
2014	1.759.874
2015	1.232.762
2016	1.097.396
2017	401.302
Após 2017	1.928.708
Subtotal	7.375.228
Marcação a Mercado	7.227
Total	7.382.455

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<u>Indexador</u>	<u>Acumulada</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>% da dívida</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
IGP-M	5,10	11,32	0,31	0,77
UMBND	12,86	3,76	1,12	1,69
TJLP	6,00	6,00	52,87	58,23
CDI	11,59	9,75	19,78	33,80
DÓLAR	1,88	1,67	20,74	-
Outros			5,19	5,53
			100	100

CONDIÇÕES RESTRITIVAS

BNDES:

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

CPFL Paulista

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 3,0;
- Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

CPFL Piratininga

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 2,5;
- Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,80.

RGE

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 2,5;
- Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e 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

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.

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das

controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*).

A Administração da Companhia e de suas controladas monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, tais condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

(18) DEBÊNTURES

		Consolidado							
		2011				2010			
		Encargos	Circulante	Não Circulante	Total	Encargos	Circulante	Não Circulante	Total
Controladora									
3ª Emissão	Série Única	16.403	150.000	300.000	466.403	15.529	-	450.000	465.529
CPFL Paulista									
3ª Emissão	Série Única	3.846	213.333	213.333	430.513	5.925	213.333	426.667	645.925
4ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	6.323	109.601	-	115.924
5ª Emissão	Série única	4.704	-	482.363	487.067	-	-	-	-
		8.551	213.333	695.696	917.580	12.248	322.934	426.667	761.849
CPFL Piratininga									
1ª Emissão	1ª Série	-	-	-	-	10.733	200.000	-	210.733
3ª Emissão	Série Única	7.310	-	259.129	266.439	7.013	-	258.868	265.881
4ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	1.845	-	278.043	279.888
5ª Emissão	Série única	1.555	-	159.405	160.960	-	-	-	-
		8.865	-	418.534	427.399	19.591	200.000	536.911	756.502
RGE									
2ª Emissão	1ª Série	-	-	-	-	2.019	28.370	-	30.389
3ª Emissão	1ª Série	609	33.333	33.333	67.275	939	33.333	66.667	100.939
	2ª Série	7.950	46.667	46.667	101.284	7.721	46.667	93.333	147.721
	3ª Série	1.848	13.333	13.333	28.514	1.824	13.333	26.667	41.824
	4ª Série	1.226	16.667	16.667	34.560	1.335	16.667	33.333	51.335
	5ª Série	1.226	16.667	16.667	34.560	1.335	16.667	33.333	51.335
4ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	10.633	184.623	-	195.256
5ª Emissão	Série Única	680	-	69.699	70.379	-	-	-	-
		13.539	126.667	196.366	336.572	25.806	339.660	253.333	618.799
CPFL Santa Cruz									
1ª Emissão	Série Única	454	-	64.694	65.148	-	-	-	-
CPFL Leste Paulista									
1ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	1.400	23.965	-	25.365
CPFL Sul Paulista									
1ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	926	15.979	-	16.905
CPFL Jaguari									
1ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	583	9.983	-	10.566
CPFL Brasil									
1ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	9.546	164.728	-	174.273
2ª Emissão	Série Única	12.940	-	1.315.580	1.328.520	-	-	-	-
CPFL Geração									
2ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	24.327	424.266	-	448.593
3ª Emissão	Série Única	7.423	-	263.137	270.560	7.121	-	263.137	270.258
4ª Emissão	Série Única	6.666	-	677.527	684.193	-	-	-	-
		14.089	-	940.664	954.753	31.448	424.266	263.137	718.851
EPASA									
2ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	-	-	204.406	204.406
3ª Emissão	Série Única	3.670	5.480	62.364	71.514	-	-	-	-
BAESA									
	1ª Série	299	3.150	11.812	15.261	357	3.165	15.030	18.552
	2ª Série	245	2.584	9.691	12.520	294	2.569	12.207	15.070
		544	5.734	21.503	27.781	651	5.734	27.237	33.622
Enercan	1ª Série	281	3.616	47.009	50.906	339	2.709	50.623	53.671
CPFL Renováveis									
1ª Emissão	Série Única	4.214	26.355	486.241	516.810	-	-	-	-
		83.552	531.186	4.548.651	5.163.388	118.066	1.509.958	2.212.314	3.840.338

		Quantidade em Circulação	Remuneração anual	Taxa Efetiva a.a.	Condições de Amortização	Garantias
Controladora						
3ª Emissão	Série Única	45.000	CDI + 0,45% (1)	CDI + 0,53%	3 parcelas anuais a partir de setembro de 2012	Quirografia
CPFL Paulista						
3ª Emissão	Série Única	64.000	104,4% do CDI	104,4% CDI + 0,05%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série Única	175.000	110,3% do CDI	110,3% CDI + 0,79%	2 parcelas anuais a partir de julho de 2010	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série única	4.840	CDI + 1,30%	CDI + 1,40%	parcela única em junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
CPFL Piratininga						
1ª Emissão	1ª Série	40.000	104,0% do CDI	104,0% CDI + 0,16%	2 parcelas anuais a partir de janeiro de 2010	Aval da CPFL Energia
3ª Emissão	Série Única	260	107,0% do CDI	107,0% CDI + 0,67%	01 de abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série Única	280	109,09% do CDI	109,09% CDI + 0,83%	10 de dezembro de 2013	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série única	1.600	CDI + 1,30%	CDI + 1,41	1º de junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
RGE						
2ª Emissão	1ª Série	2.620	IGP-M + 9,6%	IGP-M + 9,73%	1º de abril de 2011	Quirografia
3ª Emissão	1ª Série	1	CDI + 0,60% (2)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	2ª Série	1	CDI + 0,60% (3)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	3ª Série	1	CDI + 0,60% (4)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	4ª Série	1	CDI + 0,60% (5)	CDI + 0,84%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	5ª Série	1	CDI + 0,60% (5)	CDI + 0,84%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série Única	185.000	110,30% do CDI	110,3% CDI + 0,82%	1º de julho de 2011	Quirografia
5ª Emissão	Série Única	700	CDI + 1,30%	CDI + 1,43%	1º de junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz						
1ª Emissão	Série Única	650	CDI + 1,40%	CDI + 1,52%	11 de junho de 2018	Fiança da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista						
1ª Emissão	Série Única	2.400	111,90% do CDI	111,9% CDI + 0,65%	Parcela única em julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista						
1ª Emissão	Série Única	1.600	111,00% do CDI	111% CDI + 0,6%	Parcela única em julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
CPFL Jaguarí						
1ª Emissão	Série Única	1.000	111,90% do CDI	111,9% CDI + 0,79%	Parcela única em julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
CPFL Brasil						
1ª Emissão	Série Única	16.500	111% do CDI	111% CDI + 0,57%	Parcela única em julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
2ª Emissão	Série Única	13.200	CDI + 1,40%	CDI + 1,48%	2 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Geração						
2ª Emissão	Série Única	425.250	109,8% do CDI	109,8% CDI + 0,58%	Parcela única em julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
3ª Emissão	Série Única	264	107,0% do CDI	107,0% do CDI + 0,67%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série Única	6.800	100% do CDI + 1,40% a.a.	CDI + 1,49%	2 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
EPASA						
2ª Emissão	Série Única	270	111% do CDI	111% do CDI + 0,49%	12 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Fiança da CPFL Energia
3ª Emissão	Série Única	130	113,5% do CDI	113,5% + 0,189%	48 parcelas mensais a partir de setembro de 2012	Fiança da CPFL Energia
BAESA						
	1ª Série	9.000	CDI + 0,3%	CDI + 0,43%	Trimestral com quitação em agosto de 2016	Cartas de Fiança
	2ª Série	8.100	CDI + 0,4%	106% CDI + 0,12%	Anual com quitação em agosto de 2016	Cartas de Fiança
Enercan						
	1ª Série	110	100% do CDI + 1,25% a.a.	111,10% do CDI	Trimestral com quitação em dezembro de 2025	Sem garantias
CPFL Renováveis						
1ª Emissão	Série Única	528.649.076	TJLP + 1,00%	TJLP + 1,00% + 0,22%	39 parcelas semestrais e consecutivas a partir de 2009	Alienação Fiduciária

A Sociedade e as controladas possuem swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 104,4% do CDI
(2) 105,07% do CDI

(3) 104,85% do CDI
(4) 104,9% do CDI

(5) 104,87% do CDI

Remuneração

As remunerações das debêntures serão pagas semestralmente, exceto pela 1ª série da controlada em conjunto BAESA que será paga trimestralmente.

O saldo de Debêntures de longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

<u>Vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2013	546.961
2014	207.154
2015	579.420
2016	761.716
2017	1.063.313
Após 2017	1.390.087
Total	4.548.651

Captações no exercício

Em 2011 foram subscritas e integralizadas, pelas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e EPASA, debêntures não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária com garantia adicional fidejussória. Os recursos serão destinados ao refinanciamento das dívidas vincendas em 2011, reforço de capital de giro e plano de investimentos. O pagamento de juros das debêntures acima é semestral a partir da data de emissão, sendo os detalhes da emissão como segue:

<u>Controlada</u>	<u>Quantidade</u>	<u>Valor nominal unitário R\$ mil</u>	<u>Captação total R\$ mil</u>	<u>Captação líquida dos gastos de emissão R\$ mil</u>
CPFL Paulista	4.840	100	484.000	482.165
CPFL Piratininga	1.600	100	160.000	159.324
RGE	700	100	70.000	69.666
CPFL Santa Cruz	650	100	65.000	64.670
CPFL Geração	6.800	100	680.000	677.305
CPFL Brasil	13.200	100	1.320.000	1.315.301
Epasa	130	100	130.000	129.524
Total			2.909.000	2.897.955

CONDIÇÕES RESTRITIVAS

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

CPFL Energia

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

CPFL Paulista

3ª emissão

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,0;

- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25;

5ª emissão

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

CPFL Piratininga

3ª emissão

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,0;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25;

5ª emissão

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

RGE

3ª emissão

- Não há cláusulas restritivas

5ª emissão

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

CPFL Geração

3ª emissão

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,0;

4ª emissão

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

CPFL Brasil

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

CPFL Santa Cruz

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

BAESA

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

CPFL Renováveis

As debêntures da controlada indireta Jantus estão sujeitas a cláusulas restritivas quanto à constituição de ônus e endividamentos adicionais, à distribuição de dividendos e a alterações em seu quadro societário.

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

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

No entendimento da Administração da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, tais condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

(19) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração, através da Fundação CESP, a controlada RGE através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE e Bradesco Vida e Previdência, a controlada CPFL Santa Cruz através da BB Previdência - Fundo de Pensão Banco do Brasil e a controlada CPFL Jaguariúna através da IHPREV Fundo de Pensão, mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados.

19.1 – Características

- CPFL Paulista

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
 - Os Benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício Definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Com a modificação do Plano Previdenciário em outubro de 1997, foi reconhecida uma obrigação pela controlada referente ao déficit do plano apurado na época pelos atuários externos da Fundação CESP, a ser liquidada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), que vem sendo amortizada mensalmente, acrescida de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 238 parcelas mensais e 19 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de outubro de 2027. O saldo da obrigação em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 452.756 (R\$ 479.877 em 2010). O valor do contrato difere dos registros contábeis adotado pela controlada que se encontra em consonância com o CPC 33.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

- CPFL Piratininga

A controlada CPFL Piratininga, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da controlada), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 02 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - "SPC", aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um "Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS", e um "Plano de Benefícios Misto", com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido ("BD") - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- b) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a controlada e os participantes.
- c) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício Definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Em setembro de 1997, através de Instrumento Contratual de ajuste de reservas a amortizar, foi reconhecida uma obrigação a pagar pela Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (empresa antecessora da Bandeirante), referente ao déficit do plano apurado na época pelos atuários externos da Fundação CESP, a ser liquidada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), que vem sendo amortizada mensalmente, acrescida de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 221 parcelas mensais e 18 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de maio de 2026. O saldo da obrigação em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 126.669 (R\$ 133.170 em 2010). O valor do contrato difere dos registros contábeis adotado pela controlada que se encontra em consonância com o CPC 33.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

- RGE

Plano do tipo benefício definido com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado administrado pela ELETROCEEE. Este benefício é de direito somente para os empregados que tiveram os contratos de trabalho sub-rogados da CEEE para RGE. Para os colaboradores admitidos a partir de 1997, foi implantado em janeiro de 2006, o plano de previdência privada junto ao Bradesco Vida e Previdência, estruturado na modalidade de contribuição Definida.

- CPFL Santa Cruz

O plano de benefícios da controlada CPFL Santa Cruz, administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil está estruturado na modalidade de contribuição definida.

- CPFL Jaguariúna

Em dezembro de 2005, as companhias aderiram ao plano de previdência privada denominado CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. O plano está estruturado na modalidade de contribuição definida.

- CPFL Geração

Os funcionários da controlada CPFL Geração participam do mesmo plano da CPFL Paulista.

Com a modificação do Plano Previdenciário em outubro de 1997, na época mantido pela CPFL Paulista, foi reconhecida uma obrigação a pagar pela controlada CPFL Geração, referente ao déficit do plano apurado pelos atuários externos da Fundação CESP, a qual vem sendo amortizada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), acrescidas de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 238 parcelas mensais e 19 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de outubro de 2027. O saldo da obrigação, em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 8.972 (R\$ 9.571 em 2010). O valor do contrato difere dos registros contábeis adotado pela controlada que se encontra em consonância com o CPC 33.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

19.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	2011					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	3.505.727	884.091	76.649	4.466.467	234.457	234.457
Valor justo dos ativos do plano	(3.236.676)	(839.877)	(80.058)	(4.156.611)	(218.799)	(218.799)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	269.051	44.214	(3.409)	309.856	15.658	15.658
Ajustes por diferimentos permitidos						
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidas	83.371	33.768	11.308	128.447	(19.074)	(19.074)
(Ativo)/Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	352.422	77.982	7.899	438.303	(3.416)	(3.416)
	2010					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	3.088.723	784.933	67.543	3.941.199	207.759	207.759
Valor justo dos ativos do plano	(2.987.448)	(785.231)	(70.177)	(3.842.856)	(245.537)	(245.537)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	101.275	(298)	(2.634)	98.343	(37.778)	(37.778)
Ajustes por diferimentos permitidos						
Ganhos atuariais não reconhecidas	368.348	111.872	14.086	494.306	31.978	31.978
(Ativo)/Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	469.623	111.574	11.452	592.649	(5.800)	(5.800)

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Passivo
Valor presente das obrigações atuariais em 2010	3.088.723	784.933	67.543	207.759	4.148.958
Custo do serviço corrente bruto	1.043	3.781	136	1.221	6.181
Juros sobre obrigação atuarial	304.730	77.929	6.673	20.742	410.074
Contribuições de participantes vertidas no ano	65	1.472	13	701	2.251
Ganho/(perda) atuarial	358.544	67.610	7.474	14.784	448.412
Benefícios pagos no ano	(247.378)	(51.634)	(5.190)	(10.750)	(314.952)
Valor presente das obrigações atuariais em 2011	3.505.727	884.091	76.649	234.457	4.700.924

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Ativo
Valor presente dos ativos atuariais em 2010	(2.987.448)	(785.231)	(70.177)	(245.537)	(4.088.393)
Rendimento esperado no ano	(369.344)	(97.889)	(8.706)	(22.423)	(498.362)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(65)	(1.472)	(13)	(701)	(2.251)
Contribuições de patrocinadoras	(48.900)	(14.965)	(1.071)	(4.072)	(69.008)
Ganho/(perda) atuarial	(78.297)	8.046	(5.281)	43.184	(32.348)
Benefícios pagos no ano	247.378	51.634	5.190	10.750	314.952
Valor presente dos ativos atuariais em 2011	(3.236.676)	(839.877)	(80.058)	(218.799)	(4.375.410)

19.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	2011					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no início do exercício	469.623	111.574	11.452	592.649	(5.800)	(5.800)
Despesas/(Receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(68.301)	(18.627)	(2.482)	(89.410)	6.456	6.456
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(48.900)	(14.965)	(1.071)	(64.936)	(4.072)	(4.072)
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no final do exercício	352.422	77.982	7.899	438.304	(3.416)	(3.416)
Outras Contribuições	14.090	318	77	14.484	-	-
Subtotal	366.512	78.300	7.976	452.788	(3.416)	(3.416)
Outras contribuições RGE	-	-	-	2.536	-	-
Total Passivo/(Ativo)	366.512	78.300	7.976	455.324		
Circulante				40.695		
Não Circulante				414.629		3.416

	2010					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no início do exercício	591.712	141.964	13.774	747.450	(9.725)	(9.725)
Despesas/(Receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(70.769)	(14.068)	(1.192)	(86.029)	5.400	5.400
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(51.320)	(16.322)	(1.130)	(68.772)	(1.475)	(1.475)
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no final do exercício	469.623	111.574	11.452	592.649	(5.800)	(5.800)
Outras Contribuições	13.875	375	177	14.427	-	-
Subtotal	483.498	111.949	11.629	607.076	(5.800)	(5.800)
Outras contribuições RGE	-	-	-	3.905	-	-
Total Passivo/(Ativo)	483.498	111.949	11.629	610.980		
Circulante				40.103		-
Não Circulante				570.877		5.800

19.4 Reconhecimento das receitas e despesas com entidade de previdência privada:

A estimativa do atuário externo para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2012 e as receitas reconhecidas em 2011, são como segue:

	2012 Estimadas				Consolidado
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	
Custo do serviço	1.186	4.349	144	1.176	6.855
Juros sobre obrigações atuariais	350.009	88.813	7.663	23.599	470.084
Rendimento esperado dos ativos do plano	(361.169)	(96.434)	(8.978)	(26.429)	(493.010)
Amortização de (ganho)/perda atuariais não reconhecidas	-	-	(268)	-	(268)
Total da Despesa/(Receita)	(9.974)	(3.272)	(1.439)	(1.654)	(16.339)

	2011 Realizadas				Consolidado
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	
Custo do serviço	1.044	3.781	136	1.221	6.182
Juros sobre obrigações atuariais	304.732	77.929	6.673	20.742	410.076
Rendimento esperado dos ativos do plano	(369.344)	(97.889)	(8.706)	(22.423)	(498.362)
Amortização de (ganho)/perda atuariais não reconhecidas	(4.733)	(2.448)	(585)	-	(7.766)
Reconhecimento do ativo (limitado ao parágrafo 58-b do CPC 33)	-	-	-	6.916	6.916
Total da Despesa/(Receita)	(68.301)	(18.627)	(2.482)	6.456	(82.954)

Uma vez que a movimentação do plano da RGE indica a necessidade de reconhecimento de um ativo e que o montante a ser reconhecido está limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis à época, o registro em 2012 dependerá da análise a ser realizada sobre a possível recuperação do ativo ao término do exercício.

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração		RGE	
	2011	2010	2011	2010
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	10,35% a .a.	10,24% a .a.	10,35% a.a.	10,24% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	(*)	(**)	10,24% a.a.	11,28% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,69% a .a.	6,08% a .a.	6,69% a.a.	6,08% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	0,0% a .a.	0,0% a .a.	0,0% a .a.	0,0% a .a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,60% a .a.	4,0% a .a.	4,6% a .a.	4,0% a .a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	TÁBUA MERCER	TÁBUA MERCER	Light-média	Light-média
Taxa de rotatividade esperada:	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano

(*) CPFL Paulista e CPFL Geração 11,51% a.a. e CPFL Piratininga 11,72% a.a.

(**) CPFL Paulista e CPFL Geração 12,73% a.a. e CPFL Piratininga 12,71% a.a.

19.5 Ativos do plano

A tabela abaixo demonstra a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do grupo CPFL, em 31 de Dezembro de 2011 e de 2010, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2012, obtidos à luz do cenário macroeconômico em Dezembro de 2011.

	Em 31 de dezembro		Meta de alocação
	2011	2010	2012
Aplicações em renda fixa.....	68%	69%	68%
Ações	27%	27%	27%

Imóveis.....	3%	2%	3%
Outros	2%	2%	2%
Total.....	100%	100%	100%

A meta de alocação para 2012 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP, efetuada ao final de 2011 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2012, à luz de mudanças das situações macroeconômicas ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos desenvolvida na Fundação CESP visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Uma das principais ferramentas utilizadas para atingir os objetivos da gestão da Fundação CESP é o ALM (*Asset Liability Management – Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos*), realizado no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O ALM auxilia também no estudo da liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada pelo ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

Risco de investimento

Os fundos de pensão brasileiros estão sujeitos a restrições com relação a investimentos em ativos estrangeiros. Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP, que é o índice de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela empresa. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da Fundação CESP impõem restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou co-obrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(20) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	2011	2010
Comp financ recursos hídricos	3.591	4.452
Reserva global de reversão - RGR	28.060	16.484
Taxa de fiscalização da ANEEL	2.495	2.285
Conta de consumo de combustível - CCC	65.121	58.288
Conta de desenvolvimento energético - CDE	45.879	42.033
Total	145.146	123.541

(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	Consolidado	
	2011	2010
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	300.518	247.891
Programa de integração social - PIS	12.446	13.563
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	59.429	63.668
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	71.531	86.853
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	18.589	22.280
Outros	20.515	20.993
Total	483.028	455.248
<u>Não Circulante</u>		
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	165	960
Total	165	960

(22) PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado			
	2011		2010	
	Provisões para contingências	Depósitos judiciais	Provisões para contingências	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Diversos	43.850	191.221	39.136	147.056
Cíveis				
Danos pessoais	13.114	122.252	11.126	75.033
Majoração tarifária	8.948	4.419	10.813	9.200
Outras	6.423	448	5.904	1.516
	<u>28.485</u>	<u>127.119</u>	<u>27.843</u>	<u>85.750</u>
Fiscais				
FINSOCIAL	18.930	53.964	18.714	53.322
Imposto de renda	82.061	660.222	73.401	539.601
PIS/COFINS - JCP	11.713	11.713	10.666	10.666
PIS/COFINS - regime não cumulativo	91.477	-	87.672	-
Outras	44.580	68.370	29.059	39.143
	<u>248.761</u>	<u>794.268</u>	<u>219.513</u>	<u>642.732</u>
Outros	17.027	16.008	4.773	15.148
Total	338.121	1.128.616	291.265	890.685

A movimentação das provisões para contingências e depósitos judiciais está demonstrada a seguir:

	Consolidado							Saldo em 2011
	Saldo em 2010	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização Monetária	Combinação de Negócios	Outros	
Trabalhistas	39.136	17.868	(3.586)	(9.940)	-	372	-	43.850
Cíveis	27.843	16.653	(6.438)	(9.574)	-	-	-	28.485
Fiscais	219.513	18.284	(269)	-	10.444	93	695	248.761
Outros	4.773	13.950	-	(1.743)	47	-	-	17.027
Provisões para contingências	291.265	66.755	(10.293)	(21.257)	10.491	465	695	338.121
Depósitos Judiciais	890.685	192.881	(8.064)	(12.113)	64.516	12	699	1.128.616

As provisões para contingências foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia e suas controladas são parte, cuja probabilidade de perda é mais provável do que não na opinião dos assessores legais e da Administração da Companhia e de suas controladas.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- b) **Cíveis:**
- Danos Pessoais** - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica das controladas, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
- Majoração Tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.
- c) **Fiscais**
- FINSOCIAL** - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991.
- Imposto de Renda** - Na controlada CPFL Piratininga, a provisão de R\$ 61.852 (R\$ 53.356 em 2010) refere-se à ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.
- PIS e COFINS - JCP** - Em 2009 a Companhia discutia a incidência do PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre o capital próprio, desistiu da ação judicial e efetuou o pagamento dos valores questionados, utilizando-se dos benefícios previstos na Lei n.º 11.941/09 (REFIS IV), isto é, anistia de multa e encargos legais e redução de juros. A Companhia aguarda a finalização dos trâmites legais para poder efetuar a compensação dos depósitos judiciais realizados no mesmo montante.
- PIS e COFINS – Regime não cumulativo** – Refere-se às discussões tributárias relacionadas ao regime de incidência não cumulativa de PIS e COFINS sobre determinados encargos setoriais.
- Fiscais Outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.
- d) **Perdas possíveis** - A Companhia e suas controladas são parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas e, por este motivo, nenhuma provisão sobre as mesmas foi constituída. As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2011 estavam assim representadas: (i) R\$ 340.833 trabalhistas (R\$ 341.608 em 2010); (ii) R\$ 553.648 cíveis, representadas basicamente por danos pessoais, impactos ambientais e majoração tarifária (R\$ 604.603 em 2010); e (iii) R\$ 967.952 fiscais, relacionadas basicamente a Imposto de Renda, ICMS, FINSOCIAL e PIS e COFINS (R\$ 823.872 em 2010).

A Administração da Companhia e de suas controladas, baseada na opinião de seus assessores legais, entende não haver riscos contingentes significativos que não estejam cobertos por provisões suficientes nos balanços ou que possam resultar em impacto relevante sobre os resultados futuros.

Depósitos judiciais – imposto de renda: Do montante total de R\$ 660.222, R\$ 581.721 (R\$ 483.355 em 31 de dezembro de 2010) referem-se à discussão da dedutibilidade para fins de Tributos Federais de despesa reconhecida no exercício de 1997 referente a déficit previdenciário do plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A controlada, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil, obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. Em decorrência desta medida, a controlada foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, para permitir a continuidade das discussões em dois processos, houve decisões judiciais que exigiram depósitos para garantia do juízo. Em 2011, a controlada efetuou complemento de depósito no montante de R\$ 53.933. Esta dedutibilidade gerou ainda outras autuações e a controlada, com a finalidade de também permitir a continuidade das discussões, ofereceu como garantia fianças bancárias no valor de R\$ 272.026. Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, o risco de perda continua classificado como remoto.

(23) USO DO BEM PÚBLICO

Consolidado				
Empresas	2011	2010	Saldo de Parcelas Restantes	Taxa de Juros
CERAN	75.472	71.987	290	IGP-M + 9,6% a.a.
ENERCAN	10.782	9.884	281	IGP-M + 8% a.a.
BAESA	57.734	52.865	293	IGP-M + 8% a.a.
Foz do Chapecó	325.676	312.183	301	IGP-M / IPC-A + 5,3% a.a.
TOTAL	469.664	446.919		
Circulante	28.738	17.287		
Não circulante	440.926	429.632		

(24) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não Circulante	
	2011	2010	2011	2010
Consumidores e concessionárias	66.284	63.635	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	122.601	63.698	4.369	32.039
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	139.247	110.418	22.370	29.680
Fundo nacional desenv. cient. tecnol. - FNDCT	4.014	3.077	-	-
Empresa de pesquisa energética - EPE	1.648	1.206	-	-
Fundo para reversão	-	-	17.750	17.750
Adiantamentos	74.292	11.030	2.812	7.418
Provisão para gastos ambientais	35.617	11.685	80.272	2.455
Folha de pagamento	14.609	6.722	-	-
Participação nos lucros	42.058	36.296	5.366	-
Convênios de arrecadação	70.096	56.260	-	-
Garantias	-	-	26.605	45.831
Combinação de negócios	174.136	-	-	-
Outros	68.736	46.843	14.866	5.950
Total	813.338	410.869	174.410	141.124

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. Valores com concessionárias, referem-se basicamente a transações relacionadas à cisão parcial da Bandeirante pela controlada CPFL Piratininga.

Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: As controladas reconheceram passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

Adiantamentos: O saldo inclui o montante de R\$ 62.293 relativo a faturamento antecipado pelas controladas da CPFL Renováveis.

Provisão para gastos ambientais: No não circulante, o montante de R\$ 79.281 refere-se a provisões constituídas pela controlada indireta CPFL Renováveis, relacionadas a licenças socioambientais e decorrentes de eventos já ocorridos. Tais custos são provisionados em contrapartida ao ativo imobilizado durante o período de construção dos empreendimentos e, após a entrada em operação, são registrados diretamente no resultado.

Participação nos lucros: Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, a Companhia e suas controladas implantaram programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

Contas a pagar combinação de negócios: No consolidado, há o montante de R\$ 174.136 registrado pela controlada indireta CPFL Renováveis referente à compra de projetos de geração eólica e PCH Santa Luzia.

(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2011 e de 2010 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	2011		2010	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
VBC Energia S.A.	245.897.454	25,55	122.948.720	25,55
BB Carteira Livre I FIA	298.467.458	31,02	149.233.727	31,02
Energia São Paulo FIP	102.756.048	10,68	-	-
Bonaire Participações S.A.	18.670.990	1,94	60.713.511	12,62
BNDES Participações S.A.	81.053.460	8,42	40.526.739	8,42
Brumado Holdings S.A.	34.502.100	3,59	17.251.048	3,59
Antares Holding LTDA	16.039.720	1,67	8.019.852	1,67
Membros do Conselho de Administração	212	-	112	-
Membros da Diretoria Executiva	49.980	-	2.824	-
Demais Acionistas	164.836.838	17,13	82.440.597	17,13
Total	962.274.260	100,00	481.137.130	100,00

25.1 Grupamento e desdobramento de ações

Conforme divulgado nos Fatos Relevantes de 28 de março e 28 de abril de 2011, e Aviso aos Acionistas de 10 de maio de 2011, foi realizada a operação de grupamento das ações ordinárias de emissão da Companhia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma), com o simultâneo desdobramento de cada ação grupada, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), com prazo de 60 dias para que os acionistas pudessem ajustar suas posições de ações na BM&FBovespa S.A.

As ações resultantes da operação foram atribuídas e registradas aos titulares das ações no dia 4 de julho de 2011.

Esta operação de grupamento e desdobramento de ações não envolveu alteração em recursos financeiros.

As frações de ações dos acionistas que optaram por não ajustar suas posições foram identificadas, separadas e agrupadas em números inteiros e vendidas em leilão na BM&FBovespa.

25.2 Reestruturação societária do acionista Bonaire Participações S.A.

- Em 17 de agosto de 2011, através de Comunicado ao Mercado, o Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Fundo") informou que, em operação de redução de capital da empresa Bonaire Participações S.A. realizada mediante a entrega de ativos, o Fundo passou a deter 102.756.048 ações ordinárias de emissão da Companhia. O Fundo e a Bonaire, da qual é acionista majoritário, passaram a deter conjuntamente 121.427.038 ações ordinárias de emissão da Companhia.

Deste modo, Bonaire e Fundo passaram a exercer os direitos e obrigações decorrentes de forma conjunta, devendo, portanto, ser considerados como um único acionista da Companhia.

- Em 25 de novembro de 2011, através de Aviso aos Acionistas, foi comunicada a redução de capital social da Bonaire, de R\$ 86.412, sem cancelamento de ações. Em 26 de janeiro de 2012, decorrido o prazo de oposição dos credores, a redução de capital se concretizou mediante a entrega, para o Fundo, de 12.362.202 ações de emissão da Companhia. Desta forma, o Fundo passou a deter o total de 115.118.250 ações ordinárias da Companhia naquela data.

25.3 - Reserva de Capital

Refere-se a:

- ao ganho da alienação das ações em tesouraria, decorrentes do exercício de direito de retirada dos acionistas, quando da incorporação das ações de acionistas não controladores ocorridas em novembro de 2005.
- conforme comentado na nota 13, foi registrado o montante de R\$ 229.940, em consequência à combinação de negócios da CPFL Renováveis.

25.4 - Reserva de Lucros

Compreende o montante de R\$ 495.185.

25.5 – Reserva de avaliação patrimonial – custo atribuído

Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras.

Em 2011, devido às alterações na participação dos ativos que foram transferidos para a CPFL Renováveis, a CPFL Geração realizou, de forma proporcional a reserva de avaliação patrimonial reflexa anteriormente registrada como custo atribuído, em contrapartida ao lucro acumulado no valor de R\$ 36.480. De forma análoga, a controlada CPFL Brasil registrou uma reserva de avaliação reflexa de custo atribuído na proporção de sua participação na CPFL Renováveis, em contrapartida ao lucro acumulado no montante de R\$ 15.558.

Em 31 de dezembro de 2011, o efeito destas movimentações na reserva de avaliação patrimonial reflexa nestas controladas gerou uma realização líquida de R\$ 20.922 no patrimônio líquido da Companhia.

25.6 - Dividendos

Na AGO/E de 28 de abril de 2011 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2010, através de declaração de dividendo no montante de R\$ 1.260.469, sendo R\$ 774.429 de dividendo intermediário declarado em junho de 2010, e R\$ 486.040 de dividendo complementar.

Adicionalmente, conforme previsto no Estatuto Social e com base nos resultados do primeiro semestre de 2011, o Conselho de Administração da Companhia, em 10 de agosto de 2011, aprovou a declaração do dividendo intermediário no montante de R\$ 747.709, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,777023176.

No exercício, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 1.229.568 referente basicamente aos dividendos declarados em 31 de dezembro de 2010 e 30 de junho de 2011.

25.7 - Destinação do Lucro Líquido do Exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido, através da declaração de R\$ 758.470 na forma de dividendo, correspondente a R\$ 0,788205126 por ação, conforme demonstrado a seguir:

Lucro Líquido do Exercício - Individual	1.530.403
Dividendos prescritos	4.967
Constituição de reserva legal	(76.520)
Realização do resultado abrangente	47.329
Lucro Líquido base para destinação	1.506.179
Dividendos intermediários	(747.709)
Dividendo adicional proposto	758.470

(26) LUCRO POR AÇÃO

Lucro básico por ação

O cálculo do lucro básico por ação em 31 de dezembro de 2011 foi baseado no lucro líquido atribuível à CPFL Energia de R\$ 1.530.403 (R\$ 1.538.281 em 31 de dezembro de 2010) e no número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2011 conforme demonstrado:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Lucro líquido do período da controladora	<u>1.530.403</u>	<u>1.538.281</u>
Ações em 1º de janeiro - em circulação	481.137.130	479.910.938
Ações emitidas em 26 de abril de 2010	-	1.226.192
Grupamento e desdobramento sem alteração de recursos, em jun/2011	481.137.130	-
Ações em 31 de dezembro - em circulação	<u>962.274.260</u>	<u>481.137.130</u>
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	962.274.260	961.494.872
Lucro por ação básico	<u>1,59</u>	<u>1,60</u>

De acordo com o CPC 41 Resultado por Ação, o cálculo da quantidade média ponderada de ações de 2010 levou em consideração o evento ocorrido em 2011, de grupamento e desdobramento de ações conforme nota 25, em função de não ter ocorrido alteração de recursos financeiros.

Lucro por ação diluído

Nos exercícios de 2011 e de 2010 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação, para os quais devesse considerar no cálculo do lucro por ação.

(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de Consumidores (*)		GWh (*)		R\$ mil	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	6.086.847	5.880.204	13.626	12.983	5.978.836	5.416.581
Industrial	59.485	78.261	14.718	15.413	4.128.340	4.123.723
Comercial	500.131	490.554	8.140	7.695	3.086.196	2.795.127
Rural	242.554	237.903	1.991	2.100	452.467	434.519
Poderes públicos	46.771	45.386	1.154	1.112	420.474	384.742
Iluminação pública	8.616	8.096	1.495	1.444	328.882	303.862
Serviço público	7.413	7.239	1.823	1.742	511.560	470.323
Fornecimento faturado	<u>6.951.817</u>	<u>6.747.643</u>	<u>42.946</u>	<u>42.489</u>	<u>14.906.755</u>	<u>13.928.877</u>
Consumo próprio			33	33	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)			-	-	(40.671)	1.304
Encargos emergenciais - ECE/EAAE			-	-	18	7
Reclassificação da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(7.213.990)	(5.843.561)
Fornecimento de energia elétrica			42.979	42.522	7.652.112	8.086.627
Furnas Centrais Elétricas S.A.			3.026	3.026	386.776	347.472
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			6.832	7.217	820.652	731.493
Energia elétrica de curto prazo			4.279	2.495	90.419	117.156
Suprimento de energia elétrica			14.137	12.738	1.297.846	1.196.121
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					7.213.990	5.843.561
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.321.111	1.127.795
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.129.826	1.043.678
Outras receitas e rendas					251.097	258.896
Outras receitas operacionais					9.916.025	8.273.930
Total da receita operacional bruta					18.865.982	17.556.678
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.967.625)	(2.728.416)
PIS					(282.915)	(265.444)
COFINS					(1.303.411)	(1.224.934)
ISS					(5.031)	(3.847)
Reserva global de reversão					(72.027)	(53.985)
Conta de consumo de combustível - CCC					(737.017)	(593.630)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(524.844)	(470.981)
Programa de P & D e eficiência energética					(143.916)	(134.772)
PROINFA					(65.125)	(56.933)
Encargos emergenciais (ECE/EAAE)					(19)	(7)
IPI					(24)	-
					(6.101.954)	(5.532.949)
Receita operacional líquida					12.764.028	12.023.729

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

O detalhamento dos reajustes tarifários das distribuidoras está demonstrado a seguir:

Empresa	Mês	2011		2010	
		IRT Reajuste	Percepção do	IRT Reajuste	Percepção do
		Total	Consumidor (*)	Total	Consumidor (*)
CPFL Paulista	Abril (**)	7,38%	7,23%	2,70%	-5,69%
CPFL Piratininga	Outubro	(**)	(**)	10,11%	5,66%
RGE	Junho	17,21%	6,74%	12,37%	3,96%
CPFL Santa Cruz	Fevereiro	23,61%	15,38%	10,09%	-2,53%
CPFL Leste Paulista	Fevereiro	7,76%	16,44%	-13,21%	-8,47%
CPFL Jaguari	Fevereiro	5,47%	6,62%	5,16%	3,67%
CPFL Sul Paulista	Fevereiro	8,02%	7,11%	5,66%	4,94%
CPFL Mococa	Fevereiro	9,50%	9,77%	3,98%	3,24%

(*) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior.

(**) A revisão tarifária ainda não foi homologada

(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh (*)		R\$ mil	
	2011	2010	2011	2010
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	10.855	10.835	973.487	1.010.132
Energia de curto prazo	5.002	3.373	142.450	198.789
PROINFA	1.032	1.133	169.144	182.674
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	33.964	37.043	4.117.550	4.166.943
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(495.495)	(508.463)
Subtotal	50.853	52.384	4.907.136	5.050.075
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição				
Encargos da rede básica			1.019.116	899.112
Encargos de transporte de itaipu			90.140	88.568
Encargos de conexão			71.601	68.985
Encargos de uso do sistema de distribuição			42.052	30.217
Encargos de serviço do sistema - ESS			187.056	174.230
Encargos de energia de reserva			34.547	32.281
Crédito de PIS e COFINS			(130.679)	(120.978)
Subtotal			1.313.834	1.172.415
Total			6.220.970	6.222.490

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(29) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora					
	Despesa Operacional				Total	
	Gerais		Outros			
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Pessoal	7.389	3.837	-	-	7.389	3.837
Material	56	57	-	-	56	57
Serviços de terceiros	17.971	19.442	-	-	17.971	19.442
Depreciação e amortização	170	150	-	-	170	150
Outros	5.204	11.190	145.189	145.302	150.394	156.492
Arrendamento e aluguéis	103	124	-	-	103	124
Publicidade e propaganda	2.660	3.572	-	-	2.660	3.572
Legais, judiciais e indenizações	750	410	-	-	750	410
Doações, contribuições e subvenções	1.203	556	-	-	1.203	556
Amortização de intangível de concessão	-	-	145.189	145.302	145.189	145.302
Outros	489	6.528	-	-	489	6.528
Total	30.791	34.676	145.189	145.302	175.980	179.978

	Consolidado											
	Custo de Operação		Custo do Serviço Prestado a Terceiros		Despesa Operacional					Total		
					Vendas		Gerais e Administrativas		Outros			
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Pessoal	413.587	351.447	(2)	279	99.988	80.013	190.423	161.878	-	-	703.997	593.617
Entidade de previdência privada	(82.953)	(80.629)	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.953)	(80.629)
Material	62.213	62.175	4.741	2.368	4.799	4.402	23.056	11.678	-	-	94.807	80.623
Serviços de terceiros	167.170	199.065	4.069	2.358	107.748	84.488	252.033	181.493	-	-	531.020	467.404
Depreciação e amortização	534.763	475.647	-	-	34.139	9.212	46.867	24.167	-	152	615.769	509.178
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.129.826	1.043.678	-	-	-	-	-	-	1.129.826	1.043.678
Outros	63.190	59.788	(7)	2.297	117.678	122.320	102.792	63.996	216.392	199.652	500.045	448.053
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	39.499	55.910	-	-	-	-	39.499	55.910
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	70.673	51.668	-	-	-	-	70.673	51.668
Arrendamento e aluguéis	15.878	15.068	-	-	147	1.676	9.597	9.764	-	13	25.623	26.521
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	10.926	21.894	-	-	10.926	21.894
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	59.167	5.416	-	-	59.167	5.416
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	4.865	6.216	-	27	4.865	6.243
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	-	-	28.974	24.769	28.974	24.769
Ajuste de energia livre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.782	-	2.782
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	185.434	182.615	185.434	182.615
Compensação Financeira pela utilização dos recursos hídricos	23.782	24.045	-	-	-	-	-	-	-	-	23.782	24.045
Outros	23.529	20.675	(7)	2.297	7.359	13.066	18.237	20.706	1.984	(10.554)	51.102	46.190
Total	1.157.970	1.067.493	1.138.626	1.050.980	364.352	300.435	615.171	443.212	216.392	199.804	3.492.512	3.061.924

(30) RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2011	2010	2011	2010
Receitas				
Rendas de aplicações financeiras	49.497	32.068	356.413	156.420
Acréscimos e multas moratórias	-	22	159.277	136.181
Atualização de créditos fiscais	2.576	2.943	8.649	7.789
Atualização de depósitos judiciais	1.047	866	64.516	44.366
Atualizações monetárias e cambiais	-	-	57.139	42.548
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	-	-	14.588	7.806
Juros sobre contratos de mútuo	2.947	4.290	407	5.894
PIS e COFINS sobre JCP	(18.789)	(18.253)	(18.926)	(18.253)
Outros	20.505	71.005	56.125	100.364
Total	57.783	92.941	698.188	483.115
Despesas				
Encargos de dívidas	(53.567)	(45.430)	(1.102.329)	(740.973)
Atualizações monetárias e cambiais	(600)	(5.435)	(150.820)	(90.381)
(-) Juros Capitalizados	-	-	39.143	132.938
Uso do Bem Público	-	-	(57.319)	(31.578)
Outros	(3.031)	(45.363)	(115.453)	(107.064)
Total	(57.198)	(96.228)	(1.386.778)	(837.058)
Resultado Financeiro	585	(3.287)	(688.590)	(353.943)

Os juros são capitalizados a uma taxa de 9,95 % a.a. sobre os ativos intangíveis e imobilizados qualificáveis, de acordo com o CPC 20. Em 2010, do montante total, R\$ 84.839 referia-se aos projetos de geração de energia que estavam em desenvolvimento, principalmente Foz do Chapecó, EPASA e CPFL Bioenergia.

(31) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é efetuada através da segmentação por tipo de negócio (atividades de distribuição, geração convencional e de energias renováveis, e comercialização de energia elétrica), baseado na estrutura interna das informações financeiras e da Administração.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados em bases de alocação razoáveis, quando aplicável. A nota explicativa 1 já apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém mais informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio.

Estão apresentadas, a seguir, as informações segregadas por ramo de atividade de acordo com os critérios estabelecidos pela administração da Companhia:

	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros (*)	Eliminações	Total
2011						
Receita operacional líquida	11.048.924	706.133	1.007.780	1.191	-	12.764.028
(-) Vendas entre sociedades parceiras	16.831	914.542	698.128	-	(1.629.501)	-
Resultado do serviço	1.922.194	895.429	263.977	(31.053)	-	3.050.547
Receita financeira	429.371	137.541	75.902	55.373	-	698.188
Despesa financeira	(669.818)	(554.434)	(104.358)	(58.167)	-	(1.386.778)
Lucro antes dos impostos	1.681.747	478.537	235.520	(33.847)	-	2.361.957
Imposto de Renda e Contribuição Social	571.204	110.584	75.689	22.096	-	779.573
Lucro Líquido	1.110.543	367.952	159.832	(55.943)	-	1.582.384
Total do ativo (**)	11.651.205	13.129.529	509.372	2.122.951	-	27.413.057
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.065.104	822.553	16.927	189	-	1.904.773
Depreciação e amortização	498.225	295.960	5.742	1.277	-	801.203

	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros (*)	Eliminações	Total
2010						
Receita operacional líquida	10.471.192	538.217	1.012.525	1.795	-	12.023.729
(-) Vendas entre sociedades parceiras	13.904	650.571	766.922	-	(1.431.397)	-
Resultado do serviço	1.852.867	616.416	302.981	(32.949)	-	2.739.315
Receita financeira	316.020	53.725	22.389	90.981	-	483.115
Despesa financeira	(394.999)	(323.441)	(22.311)	(96.307)	-	(837.058)
Lucro antes dos impostos	1.773.749	345.914	302.024	(36.315)	-	2.385.372
Imposto de Renda e Contribuição Social	(604.865)	(88.731)	(95.840)	(35.899)	-	(825.335)
Lucro Líquido	1.168.884	257.183	206.184	(72.214)	-	1.560.037
Total do ativo (**)	11.689.503	7.568.600	349.047	449.647	-	20.056.797
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.127.637	645.040	27.853	10	-	1.800.540
Depreciação e amortização	352.806	188.981	4.553	145.453	-	691.793

(*) Outros: refere-se basicamente a CPFL Energia após as devidas eliminações com sociedades parceiras.

(**) Os ágios de aquisições líquidos de amortização, registrados na CPFL Energia foram alocados nos respectivos segmentos.

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, 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:

	Distribuição	Geração	Renováveis	Comercialização	Outros (*)	Eliminações	Total
2011							
Receita operacional líquida	11.048.924	609.755	96.378	1.007.780	1.191	-	12.764.028
(-) Vendas entre sociedades parceiras	16.831	839.029	75.513	698.128	-	(1.629.501)	0
Resultado do serviço	1.922.194	848.173	47.256	263.977	(31.053)	-	3.050.547
Receita financeira	429.371	80.617	56.924	75.902	55.373	-	698.188
Despesa financeira	(669.818)	(519.758)	(34.676)	(104.358)	(58.167)	-	(1.386.778)
Lucro antes dos impostos	1.681.747	409.032	69.504	235.520	(33.847)	-	2.361.957
Imposto de Renda e Contribuição Social	571.204	112.593	(2.008)	75.689	22.096	-	779.573
Lucro Líquido	1.110.543	296.440	71.513	159.832	(55.943)	-	1.582.384
Total do ativo (**)	11.651.205	5.350.193	7.779.336	509.372	2.122.951	-	27.413.057
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.065.104	334.989	487.564	16.927	189	-	1.904.773
Depreciação e amortização	498.225	259.514	36.446	5.742	1.277	-	801.203

(32) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui as seguintes empresas como principais acionistas:

- VBC Energia S.A.

Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa, atuante em segmentos diversificados como construção, cimento, calçados, têxtil, alumínio e concessão de rodovias, entre outros.

- Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações

Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS, e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.

- Bonaire Participações S.A.

Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações.

- Fundo BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações

Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia. Os saldos e transações envolvendo partes relacionadas estão demonstrados nos quadros 32.1 e 32.2.

32.1) Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa:

	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	2011	2010	2011	2010
Saldo Bancário e Aplicação Financeira								
Banco do Brasil S.A.	91.025	141.372	-	-	5.385	13.147	6	494
Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	1.644.812	1.409.587	-	3.612	181.110	110.671
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	3.184	4.012	1.819	1.458	4.867	4.005
Venda de Energia - Mercado Livre								
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	-	656	-	-	-	7.737	-	-
Companhia Energética do Ceara - Coelce	-	-	-	-	39	-	-	-
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba	1.471	-	-	-	57	-	-	-
Companhia Energética de Pernambuco - Celpe	890	-	-	-	52	-	-	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern	324	-	-	-	30	-	-	-
Fras-le S.A.	104	-	-	-	367	-	-	-
Tavex Brasil S.A.	-	-	-	-	22.458	19.983	-	-
InterCement Brasil S/A	931	-	-	-	6.339	-	-	-
Vale Energia S.A.	7	-	-	-	30.548	-	-	-
Suprimento de Energia - Mercado Livre								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	8	-
NC Energia S.A.	1.784	42	-	-	19.091	18.745	-	-
Vale Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	523	20.277
Petrobras	-	-	-	-	4.371	-	7.967	-
Companhia Energética de Pernambuco - Celpe	-	52	-	-	-	-	-	-
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba	360	342	-	-	3.002	2.834	-	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern	-	-	183	-	-	-	-	-
Vale S.A.	-	-	-	-	30.304	-	1.406	-
InterCement Brasil S/A	-	-	-	-	-	-	319	-
Concessionárias de Rodovias do Oeste de São Paulo	-	-	-	-	-	-	9	-
Materiais e Prestação de Serviço								
Brasil Telecom S.A.	-	-	15	19	-	-	944	834
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	-	-	-	-	327	-	-	-
Camargo Corrêa Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	21	-	-	-
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	144	220
Totvs S.A. (**)	-	-	128	-	-	-	719	-
Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A.	-	-	12	-	-	-	-	-
Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA	-	-	-	-	-	-	5	-
Camargo Corrêa Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
BNY Mellon Serviços Financeiros Distribuidora de T	-	-	-	-	-	-	3	-
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	-	-	-	-	628	-
InterCement Brasil S.A.	758	-	-	-	3.162	-	-	-
Indústrias Romi S.A.	-	-	-	-	19	-	-	-
Lupatech S.A.	-	-	-	-	-	-	9	-
Petrobras	33	-	-	-	311	-	-	-
Vale Fertilizantes S.A.	-	-	-	-	19	-	-	-
Telemar Norte Leste S.A.	5	-	-	-	18	-	19	-
Concessionárias de Rodovias do Oeste de São Paulo	-	-	-	-	-	-	9	-
Outras receitas								
Brasil Telecom S.A.	1.886	2.671	-	-	11.316	10.684	-	-
Compras de Imobilizado								
Construções e Comércio Camargo Correa S.A.	69.902	55.986	-	1.957	-	-	-	-
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - Celesc	519	-	1	-	-	-	28	-
MRS Logística S.A.	-	-	82	-	-	-	-	-
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	16.809	-	-	-	-	-	-	-
Indústrias Romi S.A.	-	-	1.276	-	-	-	-	-

(*) Trata-se do valor a custo, tanto para empréstimo quanto para derivativos.

(**) Não eram partes relacionadas em 2010.

32.2) Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto:

Empresas	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	2.034	-	-	-	2.034	1.598
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	501	-	-	-	501	314
CPFL Comercialização Brasil S/A	-	-	-	-	-	-	-	239
Arrendamento e Aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	13	70
Contrato de Mútuo								
Companhia Leste Paulista de Energia	2.610	-	-	-	26	-	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	-	-	-	9	-	-	-
Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	-	-	831	-	-	-
CPFL Serv.Equi.Ind.Com.S/A	-	2.491	-	-	285	211	-	-
CPFL Atende Cent. Cont. At	-	12.384	-	-	1.620	799	-	-
Chumpitaz Serviços S/A	-	-	-	-	175	-	-	-
CPFL Bioenergia S.A	-	-	-	-	-	786	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	-	-	-	-	139	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
Companhia Sul Paulista de Energia	8.126	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	7.682	-	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S/A	106.457	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serv.Equi.Ind.Com.S/A	3.648	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	3.648	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	12.000	-	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	237.000	-	-	-	-	-	-
CPFL Comercialização Brasil S/A	-	75.000	-	-	-	-	-	-
CPFL Geração Energia S/A	-	85.000	-	-	-	-	-	-
Materiais e Prestação de Serviços								
CPFL Comercialização Brasil S/A	190	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	341	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	7	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	29	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	28	-	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S/A	532	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Geração Energia S/A	17	-	-	-	-	-	-	-
AFAC								
CPFL Jaguaríuna S.A	-	445	-	-	-	-	-	-

32.3) As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Saldo Bancário e Aplicação Financeira** - Refere-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto ao banco do Brasil, conforme descrito na nota 5.
- Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Derivativos** - Corresponde a captação de recursos junto ao Banco do Brasil conforme descrito nas notas 17 e 18, contratados em condições normais de mercado, vigentes à época. Adicionalmente, a Companhia é garantidora de algumas dívidas captadas por suas controladas, conforme descrito na nota 17 e 18.
- Outras Operações Financeiras** - Os valores de despesa relacionados ao Banco do Brasil referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação. O saldo registrado no passivo compreende basicamente aos direitos sobre o processamento da folha de pagamentos de algumas controladas que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato. Adicionalmente, a Companhia possui Fundo de Investimento Exclusivo, sendo um dos administradores o BB DTVM, o qual cobra taxas de administração em condições normais de mercado para a respectiva gestão.
- Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e geração, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática. Estas operações foram contratadas em condições normais de mercado.

- e) **Venda de energia no mercado livre** - Refere-se basicamente à venda de energia a consumidores livres, através de contratos de curto ou longo prazo realizados em condições consideradas pela Companhia como sendo as de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela administração da Companhia.
- f) **Suprimento de energia** - Refere-se basicamente à aquisição e venda de energia envolvendo comercializadoras, concessionárias e permissionárias através de contratos de curto ou longo prazo realizados em condições consideradas como sendo as de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela administração.
- g) **Outras Receitas** - Refere-se basicamente à receita proveniente de aluguel pelo uso da rede de distribuição para serviços de telefonia.
- h) **Compra e venda de energia no mercado regulado** - As controladas, concessionárias do serviço público de distribuição, cobram tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realizam vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo órgão regulador. Estas distribuidoras também adquirem energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Algumas controladas possuem plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados, conforme descrito na nota 19.

Para zelar que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a Companhia possui um "Comitê de Partes Relacionadas", formado por representantes dos acionistas controladores, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Companhia é garantidora de algumas dívidas captadas por suas controladas, conforme descrito na nota 17 e 18.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2011, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 29.694. Este valor é composto por R\$ 20.935 referente a benefícios de curto prazo, R\$ 784 de benefícios pós-emprego e R\$ 7.975 de Outros Benefícios de Longo Prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

(33) SEGUROS

As controladas mantêm contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	Consolidado	
		2011	2010
Ativo não circulante	Incêndio, Raio, Explosão, Quebra de Máquinas, Danos Elétricos e Risco de Engenharia	5.990.210	4.605.688
Transporte	Transporte Nacional	260.617	197.712
Material Estocado	Incêndio, Raio, Explosão e Roubo	50.922	18.729
Automóveis	Cobertura Compreensiva	4.394	3.531
Responsabilidade Civil	Distribuidoras de Energia Elétrica	300.163	20.134
Pessoas	Vidas em Grupo e Acidentes Pessoais	155.265	68.532
Outros	Riscos Operacionais e Outros	188.866	31.598
Total		6.950.436	4.945.924

Informações não examinadas pelos auditores independentes

(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pelo grupo são, como segue:

a) Ativos financeiros

a.1) Mensurados ao custo amortizado

	Consolidado	
	2011	2010
Empréstimos e recebíveis		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias (nota 6)	2.056.580	2.011.811
Arrendamentos (nota 10)	29.102	31.069
Outros (nota 12)		
Créditos a receber - Acionistas BAESA	27	17.155
Cauções, fundos e depósitos vinculados	117.065	91.157
Fundo Vinculado a empréstimo em moeda estrangeira	29.774	21.222
Serviços prestados a terceiros	10.962	12.641
Reembolso RGR	6.499	7.592
Convênios de Arrecadação	41.297	48.228
	2.291.305	2.240.873

	Consolidado	
	2011	2010
Mantidos até o vencimento		
Títulos e Valores Mobiliários (nota 7)	120.578	81.750
	120.578	81.750

a.2) Mensurados ao valor justo

	Consolidado	
	2011	2010
Mensurados ao valor justo contra resultado		
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	2.699.837	1.562.897
Derivativos (nota 34)	219.375	327
Títulos e valores mobiliários (nota 7)	36.908	33.607
	2.956.119	1.596.830

	Consolidado	
	2011	2010
Disponível para venda		
Ativo financeiro da concessão (nota 11)	1.376.664	934.646

b) Passivos financeiros

b.1) Mensurados ao custo amortizado

	<u>Consolidado</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Fornecedores (nota 16)	(1.240.143)	(1.047.385)
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 17)	(6.740.144)	(5.991.208)
Debêntures - principal e encargos (nota 18)	(5.163.388)	(3.840.338)
Dividendos a pagar (nota 25)	(24.524)	(23.813)
Taxas regulamentares (nota 20)	(145.146)	(123.541)
Outros (nota 24)		
Consumidores e concessionárias	(66.284)	(63.635)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(4.014)	(3.077)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(1.648)	(1.206)
Convênio de arrecadação	(70.096)	(56.260)
Fundo de reserva	(17.750)	(17.750)
Combinação de negócios	(174.136)	-
	<u>(13.647.274)</u>	<u>(11.168.212)</u>

b.2) Mensurados ao valor justo contra resultado

	<u>Consolidado</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Mensurados ao valor justo contra resultado		
Mantidos para negociação		
Derivativos (nota 34)	(24)	(11.865)
Designação inicial (1)		
Empréstimos e financiamentos - determinadas dívidas (nota 17)	(1.704.254)	(424.827)
	<u>(1.704.279)</u>	<u>(436.692)</u>

(1) Em função da designação inicial do passivo financeiro acima, o resultado consolidado apresentou uma perda de R\$ 14.350 (perda de R\$ 52 em 2010).

c) Valorização dos Instrumentos Financeiros

O CPC 40 requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: Preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: Informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: Instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

A classificação de acordo com a hierarquia de valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia mensurados a valor justo é determinado conforme segue:

	Consolidado					
	2011			2010		
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	2.699.837	-	-	1.562.897	-	-
Derivativos	-	219.350	-	-	(11.538)	-
Empréstimos e Financiamentos (nota 17)	-	(1.704.254)	-	-	(424.827)	-
Títulos e Valores Mobiliários (nota 7)	36.908	-	-	33.607	-	-
Ativo financeiro da concessão (nota 11)	-	-	1.376.664	-	-	934.646
	<u>2.736.745</u>	<u>(1.484.904)</u>	<u>1.376.664</u>	<u>1.596.504</u>	<u>(436.365)</u>	<u>934.646</u>

Em função das controladas de distribuição terem classificados os respectivos ativos financeiros da concessão como disponíveis para venda conforme descrito na nota 3.2, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação entre exercícios e respectivos ganhos (perdas) na Reserva de avaliação patrimonial estão evidenciados na nota 11.

A informação comparativa da valorização a mercado para os demais instrumentos financeiros registrados pelo método do custo amortizado está descrito a seguir:

- Assume-se que os instrumentos financeiros como contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e o contas a pagar para fornecedores já estejam próximo de seu respectivo valor de mercado.
- Em 31 de dezembro de 2011 e de 2010, os valores de mercado de tais instrumentos financeiros obtidos através da metodologia descrita na nota 4, são como segue:

	Controladora			
	2011		2010	
	Saldo Contábil	Valor de Mercado	Saldo Contábil	Valor de Mercado
Debêntures (nota 18)	(466.403)	(469.551)	(465.529)	(470.262)
Total	<u>(466.403)</u>	<u>(469.551)</u>	<u>(465.529)</u>	<u>(470.262)</u>

	Consolidado			
	2011		2010	
	Saldo Contábil	Valor de Mercado	Saldo Contábil	Valor de Mercado
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	(6.740.144)	(6.554.672)	(5.141.554)	(4.870.909)
Debêntures (nota 18)	(5.163.388)	(5.350.263)	(3.840.338)	(3.891.397)
Total	<u>(11.903.532)</u>	<u>(11.904.935)</u>	<u>(8.981.892)</u>	<u>(8.762.306)</u>

Para operações específicas do setor elétrico, sem similar no mercado e com pouca liquidez, principalmente relacionadas com os aspectos regulatórios e créditos a receber da CESP, as controladas assumiram que o valor de mercado é representado pelo respectivo valor contábil. Isto ocorre em função das incertezas existentes presentes nas variáveis que deveriam ser consideradas na criação de um modelo de precificação.

A Companhia registra no consolidado, em "Investimentos ao custo" a participação de 5,93% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S/A, sendo 28.154 ações ordinárias e 18.593 ações preferenciais. Uma vez que esta Sociedade não possui ações cotadas em bolsa e que o objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, a Companhia optou por registrar o respectivo investimento ao seu valor de custo.

d) Instrumentos Derivativos

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

cambial.

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. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados da Companhia e suas controladas possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, algumas dívidas são designadas para o registro contábil a valor justo. As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia e suas controladas não adotaram a contabilidade de hedge (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2011 a Companhia e suas controladas detinham as seguintes operações de *swap*:

Estratégia / Empresa / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Faixa de vencimento	Nocional	Mercado de negociação
	Ativo	(Passivo)	Valores de mercado, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:									
Hedge variação cambial:									
CPFL Paulista									
BNP Paribas	27.073	-	27.073	26.380	693	dólar	06/2014	160.000	balcão
J.P.Morgan	13.064	-	13.064	12.768	296	dólar	07/2014	78.250	balcão
J.P.Morgan	14.497	-	14.497	14.723	(225)	dólar	08/2014	76.700	balcão
Morgan Stanley	5.683	-	5.683	6.303	(620)	dólar	09/2016	85.475	balcão
Bank of America	36.568	-	36.568	37.863	(1.295)	dólar	07/2014	235.050	balcão
Bank of America	26.841	-	26.841	25.810	1.031	dólar	07/2016	156.700	balcão
Societe Generale	6.374	-	6.374	6.438	(64)	dólar	08/2016	33.173	balcão
Citibank	5.628	-	5.628	6.099	(471)	dólar	09/2016	85.750	balcão
HSBC	3.024	-	3.024	3.150	(126)	dólar	09/2014	41.050	balcão
Subtotal	138.753	-	138.753	139.534	(781)				
CPFL Piratinga									
BNP Paribas	8.731	-	8.731	8.840	(109)	dólar	07/2014	45.990	balcão
J.P.Morgan	28.848	-	28.848	29.426	(578)	dólar	08/2014	153.400	balcão
Bank of America	12.482	-	12.482	11.463	1.019	dólar	08/2016	80.250	balcão
Societe Generale	8.364	-	8.364	8.448	(84)	dólar	08/2016	43.527	balcão
Citibank	1.668	-	1.668	1.798	(130)	dólar	08/2016	12.840	balcão
Subtotal	60.093	-	60.093	59.975	118				
CPFL Sul Paulista									
Citibank	726	-	726	749	(23)	dólar	09/2014	8.000	balcão
CPFL Leste Paulista									
Citibank	726	-	726	749	(23)	dólar	09/2014	8.000	balcão
CPFL Mococa									
Citibank	635	-	635	656	(21)	dólar	09/2014	7.000	balcão
CPFL Jaguarí									
Citibank	979	-	979	985	(6)	dólar	08/2014	7.000	balcão
CPFL Geração									
Citibank	13.876	-	13.876	14.381	(505)	dólar	08/2016	100.000	Balcão
Subtotal	215.788	-	215.788	217.029	(1.241)				
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo									
Hedge variação cambial:									
CPFL Paulista									
Itaú	45	-	45	48	(3)	dólar	04/2012	908	balcão
Itaú	811	-	811	1.047	(236)	dólar	10/2012	19.783	balcão
CPFL Geração									
HSBC	2.790	-	2.790	2.567	223	dólar	de 01/2012 a 12/2012	56.143	Balcão
Hedge variação de taxa de juros (1)									
CPFL Energia									
Citibank	2	(24)	(22)	(41)	19	CDI + spread	09/2011 a 09/2014	450.000	balcão
RGE									
Santander	317	-	317	15	302	CDI + spread	12/2011 a 12/2013	186.667	balcão
Citibank	93	-	93	4	89	CDI + spread	12/2011 a 12/2013	66.667	balcão
Hedge variação de taxa de juros (2)									
CPFL Piratininga									
HSBC	(118)	-	(117)	5	(122)	TJLP	01/2013	14.817	balcão
Santander	(127)	-	(128)	(1)	(127)	TJLP	01/2013	14.822	balcão
CPFL Geração									
HSBC	(226)	-	(227)	(2)	(225)	TJLP	12/2012	28.257	balcão
Subtotal	3.587	(24)	3.562	3.642	(81)				
Total	219.375	(24)	219.350	220.672	(1.322)				
Circulante	3.733	-							
Não circulante	215.642	(24)							
Total	219.375	(24)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 17 e 18

(1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre amortização da dívida.

(2) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade mensal, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos de hedge totalmente atrelados, de modo que em 31 de dezembro de 2011 foi apurada uma perda de R\$ 7.359 (nota 17).

A Companhia e suas controladas têm reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2011 e de 2010, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado:

Empresa	Risco protegido / operação	Conta contábil	Ganho/(Perda)	
			2011	2010
CPFL Energia	Variação de taxas de juros	Operação de Swap	161	(14)
CPFL Energia	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	(608)	20
CPFL Paulista	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	8.611	392
CPFL Paulista	Variação cambial	Operação de Swap	169.033	(3.269)
CPFL Piratininga	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	118	(254)
CPFL Piratininga	Variação de taxas de juros	Operação de Swap	6	3
CPFL Piratininga	Variação cambial	Operação de Swap	59.514	-
CPFL Geração	Variação cambial	Operação de Swap	13.630	(16.094)
CPFL Geração	Variação de taxas de juros	Operação de Swap	(468)	567
CPFL Geração	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	2.495	1.710
RGE	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	168	(71)
RGE	Variação de taxas de juros	Operação de Swap	217	553
CPFL Sul Paulista	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	(23)	-
CPFL Sul Paulista	Variação cambial	Operação de Swap	749	-
CPFL Leste Paulista	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	(23)	-
CPFL Leste Paulista	Variação cambial	Operação de Swap	749	-
CPFL Mococa	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	(21)	-
CPFL Mococa	Variação cambial	Operação de Swap	656	-
CPFL Jaguarí	Marcação a mercado	Ajuste a Valor Justo	(6)	-
CPFL Jaguarí	Variação cambial	Operação de Swap	985	-
			<u>255.942</u>	<u>(16.457)</u>

e) 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:

e.1) 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 seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Consolidado		
			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

e.2) 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:

Instrumentos	Consolidado				
	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

e.3) Ativo Financeiro da Concessão

Conforme descrito na nota 3.1, 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 a 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 desreconhecimento 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).

(35) GESTÃO DE RISCOS

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 apresentada na nota 34(e).

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

Risco de Crédito: O risco surge da possibilidade das suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pelas controladas como baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

Risco quanto à Escassez de Energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva, aliado a um crescimento de demanda acima do planejado, pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Segundo o Plano Anual da Operação Energética - PEN 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.

Controles para gerenciamento dos 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 suas controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos. 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.

(36) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2011	Vigência	2012	2013	2014	2015	A partir de 2015	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	2 a 20 anos	7.173.331	6.533.066	6.475.342	6.204.172	79.893.621	106.279.532
Itaipu	20 anos	1.031.450	1.106.930	1.168.110	1.225.400	16.295.450	20.827.340
Projetos de construção de usina (a)	2 a 31 anos	818.697	506.758	191.276	139.861	1.769.610	3.426.202
TOTAL		9.023.478	8.146.753	7.834.728	7.569.434	97.958.681	130.533.074

(a) Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados pela Companhia para disponibilizar recursos, na proporção de sua participação, na construção, aquisição da concessão, e compra de garantias bancárias relacionadas às controladas em conjunto em fase de desenvolvimento.

(37) ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

A Companhia possui os seguintes ativos e passivos para fins regulatórios, que não estão registrados nas demonstrações financeiras consolidadas, conforme descrito na nota 3.13.

	Consolidado		
	2011	2010	2009
Ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias			
Descontos TUSD (*) e irrigação	67.244	54.407	12.753
Outros componentes financeiros	-	-	199
	67.244	54.407	12.952
Diferimento de custos tarifários			
Parcela "A"	-	333	1.290
CVA (**)	404.148	333.622	374.336
	404.148	333.954	375.626
Despesas pagas antecipadamente			
Sobrecontratação	27.364	23.860	100.326
Subvenção baixa renda - perdas	17.922	34.994	55.506
Neutralidade dos encargos setoriais	224	-	-
Outros componentes financeiros	53.647	67.205	11.557
	99.157	126.059	167.389
Passivos			
Diferimento de Ganhos Tarifários			
Parcela "A"	(1.337)	(11.472)	(44.419)
CVA (**)	(488.500)	(364.365)	(377.735)
	(489.838)	(375.837)	(422.154)
Outras Contas a Pagar (nota 22)			
Revisão tarifária	-	-	(89.261)
Descontos TUSD (*) e irrigação	(127)	(1.923)	(991)
Sobrecontratação	(48.367)	(61.391)	(17.541)
Subvenção baixa renda - ganhos	(17.010)	(6.280)	(6.011)
Neutralidade dos encargos setoriais	(97.138)	(63.905)	-
Revisão Tarifária - Rito Provisório	(32.181)	-	-
Outros componentes financeiros	(5.739)	(29.666)	(12.138)
	(200.562)	(163.165)	(125.942)
Total Líquido	(119.851)	(24.581)	7.871

(*) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

(**) Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela "A"

As principais características destes ativos e passivos regulatórios são:

a) Descontos TUSD e Irrigação

As controladas de distribuição reconheciam ativos e passivos regulatórios referentes aos descontos especiais aplicados à TUSD para os clientes livres com suprimento de energia elétrica oriundo de fontes alternativas de energia, e às tarifas de Fornecimento aplicadas às atividades de irrigação e aquíicultura.

b) Parcela "A"

Correspondia à variação dos custos não gerenciáveis representativos da Parcela "A" dos contratos de concessão, ocorrida entre 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, no período de racionamento.

c) CVA

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

d) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

e) Subvenção - Baixa Renda

Refere-se a subsídios concedidos aos consumidores com direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (Baixa Renda) por estarem inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, independentemente do seu consumo de energia.

f) Neutralidade dos Encargos Setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

g) Revisão tarifária– Rito Provisório

A revisão tarifária da controlada CPFL Piratininga deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011. De acordo com o Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da ANEEL, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras foi solicitado, com base na melhor estimativa, o reconhecimento contábil do impacto da revisão tarifária correspondente ao exercício de 2011.

h) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à exposição CCEAR, garantias financeiras, subsídios às cooperativas e permissionárias e ajuste financeiro TUSD G.

Adicionalmente, as distribuidoras tiveram em seu reajuste tarifário, componentes financeiros concedidos de modo a ajustar revisão tarifária ou reajustes tarifários anteriores.

(38) EVENTO SUBSEQUENTE

38.1 Aquisição das sociedades Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A.

Em comunicado ao mercado de 13 de janeiro de 2012 a Companhia informou que 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 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. Uma vez implementadas as condições, a controlada CPFL Renováveis passará a deter a totalidade das ações das sociedades.

As demais informações adicionais exigidas pelo CPC 15 (R1) não são possíveis de divulgação uma vez que a operação está em fase de finalização.

38.2 Aquisição da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A.

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis divulgou em Fato Relevante a celebração do 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 preço total da aquisição é de R\$ 1.062 milhões, que compreende: (i) R\$ 600 milhões a ser pago aos vendedores (contraprestação transferida); e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 462 milhões, os quais poderão ser ajustados até a data do fechamento da aquisição, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. 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.

As demais informações adicionais exigidas pelo CPC 15 (R1) não são possíveis de divulgação uma vez que a operação está em fase de finalização.

DIRETORIA

WILSON P. FERREIRA JUNIOR

Diretor Presidente, acumulando as funções de Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e de Relações Institucionais

LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

JOSÉ MARCOS CHAVES DE MELO

Diretor Vice-Presidente Administrativo

CARLOS MARCIO FERREIRA

Diretor Vice-Presidente de Operações

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

MURILO CESAR L.S. PASSOS

Presidente

IVAN DE SOUZA MONTEIRO

Vice-Presidente

CONSELHEIRO

ANA DOLORES MOURA CARNEIRO DE NOVAES

CARLOS ALBERTO CARDOSO MOREIRA

CLAUDIO BORIN GUEDES PALAIA

FRANCISCO CAPRINO NETO

RENE SANDA

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

ANTÔNIO CARLOS BASSALO

Diretor de Contabilidade
CT CRC. 1SP085.131/O-8

SÉRGIO LUIZ FELICE

Gerente de Contabilidade
CT CRC. 1SP192.767/O-6

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais, tendo examinado o Relatório da Administração, as demonstrações financeiras do Exercício Social de 2011, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, pelos representantes da Auditoria Externa e, ainda, com base no parecer da KPMG Auditores Independentes, datado de 24 de fevereiro de 2012, é de opinião que os referidos documentos estão em condições de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

São Paulo, 2 de março de 2012.

José Reinaldo Magalhães
Presidente

Daniela Corci Cardoso
Conselheiro

Adalgiso Fragoso de Faria
Conselheiro

Wilton de Medeiros Daher
Conselheiro

Martin Roberto Glogowsky
Conselheiro



KPMG Auditores Independentes
Av. Barão de Itapuruçã, 950 - 6º
13020-431 - Campinas, SP - Brasil
Caixa Postal 737
13012-970 - Campinas, SP - Brasil

Central Tel 55 (19) 2129-8700
Fax 55 (19) 2129-8728
Internet www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
CPFL Energia S.A.
São Paulo - SP

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CPFL Energia S.A. (“Companhia”), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na nota explicativa 2.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da CPFL Energia S.A. essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere 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. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Campinas, 24 de fevereiro de 2012.

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Jarib Brisola Duarte Fogaça
Contador CRC 1SP125991/O-0

DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da CPFL Energia S.A, sociedade por ações de capital aberto, com sede Rua Gomes de Carvalho, 1510 - 14º andar – Sala 142 - Vila Olímpia - São Paulo - SP - Brasil, inscrita no CNPJ sob nº 02.429.144/0001-93, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da KPMG Auditores Independentes, relativamente as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2011;
- b) b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2011.

Campinas, 24 de fevereiro de 2012.

WILSON P. FERREIRA JUNIOR

Diretor Presidente, acumulando as funções de Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e de Relações Institucionais

LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

JOSÉ MARCOS CHAVES DE MELO

Diretor Administrativo

CARLOS MARCIO FERREIRA

Diretor Vice-Presidente de Operações