RGE
Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

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

1. Considerações iniciais

Em 2011, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência as demandas de seus 1,3 milhão de clientes, em 253 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. As vendas de energia para o mercado cativo aumentaram 2,4%, com destaque para as classes residencial e comercial que, juntas, representaram 42,3% do total consumido no mercado cativo da distribuidora. As vendas na área de concessão totalizaram 9.111 GWh, um crescimento de 6,5% em relação ao exercício de 2010, influenciadas pelo aumento de 34,0% no volume de TUSD. Como resultado de seu compromisso com a prestação de serviços de qualidade ao mercado que atende, a RGE, em 2011, foi a vencedora do Prêmio Nacional da Qualidade - PNQ e recebeu o Prêmio Abradee, considerada a melhor distribuidora da região sul.

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 emprestador 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: 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 à 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.

Tarifas de energia elétrica: Em 14 de junho de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.153, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 17,21%, sendo 8,58% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,63% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 6,74% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2011.

3. Desempenho operacional

Clientes: a RGE encerrou o ano com 1,3 milhão de clientes, com acréscimo de 42 mil consumidores, representando um crescimento de 3,3%.

Vendas de energia: Em 2011, as vendas na área de concessão totalizaram 9.111 GWh, um crescimento de 6,5% em relação ao exercício de 2010. As vendas para o mercado cativo registraram crescimento de 2,4% e alcançaram 7.622 GWh, com destaque para as classes residencial e comercial que, juntas, representaram 42,3% do total consumido no mercado cativo da distribuidora: • **Classes Residencial e Comercial:** crescimentos de 4,8% e 6,4%, respectivamente. Os efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda e do emprego, do acesso ao crédito, das vendas de eletroeletrônicos, eletrodomésticos e no comércio varejista) verificado nos últimos anos fizeram com que essas classes mantivessem o consumo elevado em 2011; • **Classe Industrial:** redução de 10,8%, influenciada pela migração de clientes para o mercado livre e pela desaceleração da produção industrial. A quantidade de energia correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação da RGE, faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 1.489 GWh, um aumento de 34,0%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados: Atendimento ao cliente: a RGE obteve o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 85,6%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-Abradee. O índice foi superior à média nacional de 76,7%.

Fornecimento de energia: a RGE desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2011, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 15,19 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 9,44 vezes.

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: Em 2011, a RGE alcançou receita líquida de R$ 2.279 milhões, um crescimento de 7,3% (R$ 154 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$ 2.035 milhões, um crescimento de 4,9% (R$ 95 milhões). Essa variação decorre principalmente: (i) do reajuste tarifário anual de 12,37%, em junho de 2010 (sendo 1,72% relativos ao Reajuste Tarifário e 10,65% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual); (ii) do reajuste tarifário anual de 17,21%, em junho de 2011 (sendo 8,58% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,63% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual); (iii) do aumento de 44,7% (R$ 56 milhões) na receita de TUSD de clientes livres; e (iv) do aumento de 2,4% nas vendas para o mercado cativo.

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medição não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização e entidade de previdência. A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R$ 523 milhões, aumento de 4,4% (R$ 22 milhões), devido principalmente ao aumento de 4,9% (R$ 95 milhões) na receita líquida, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos de 4,9% (R$ 60 milhões) no custo com energia elétrica e de 6,0% (R$ 13 milhões) nos custos e despesas operacionais, onde estão excluídos o custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor) e os gastos com Previdência Privada, Depreciação e Amortização. O aumento de 6,0% (R$ 13 milhões) nos custos e despesas operacionais é decorrente principalmente dos seguintes fatores: (i) aumento nas despesas de provisão para crédito de liquidação duvidosa, devido à redução, em 2010, causada pela recuperação de incobráveis do "contas a receber" (R$ 5 milhões); (ii) aumento de 6,8% (R$ 5 milhões) nas despesas com pessoal, decorrente principalmente do efeito **não-recorrente** do PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R$ 1 milhão) e do Acordo Coletivo; e (iii) aumento nas despesas com material para manutenção de linhas e redes (R$ 4 milhões).

Lucro Líquido: Em 2011, a RGE apurou lucro líquido de R$ 241 milhões, mesmo resultado do ano anterior, devido principalmente ao aumento de 4,4% no EBITDA (R$ 22 milhões) e à redução nas depreciações e amortizações (R$ 4 milhões). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos nas despesas financeiras líquidas (R$ 25 milhões) e no item Entidade de Previdência Privada (R$ 1 milhão).

Endividamento: no final de 2011, a dívida financeira (incluindo *hedge*) atingiu R$ 975 milhões, com redução de 16,7%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R$ 251 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A RGE 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: **Relacionamento com a comunidade:** entre as ações realizadas em 2011 e que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a RGE atua, destacam-se: **(i) Programa CPFL de Voluntariado** - organizamos a Campanha do Agasalho (que arrecadou 3.000 peças) e integramos o Dia do Bem Fazer (os colaboradores de Caxias do Sul engajaram 70 voluntários, que beneficiaram 20 jovens portadores de deficiência física); **(ii) o Programa de Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente (CMDCA)** - a RGE destinou R$ 225 mil, com recursos de incentivo fiscal, para 24 projetos mantidos por entidades sociais em 16 municípios de sua área de concessão; e **(iii) apoio a Parceiros Voluntários** - organização não-governamental, que tem como missão ser um movimento disseminador da cultura do voluntariado organizado no Brasil.

Gestão Ambiental - (i) em 2011, a RGE teve sua certificação na ISO14001 mantida; (ii) realizou o plantio de 1.866 mudas nativas próprias para arborização urbana em perímetros urbanos de 27 municípios de sua área de concessão, em estradas, praças e avenidas com alta circulação de pedestres; (iii) efetuou a doação de 2.094 mudas apropriadas para arborização urbana para outros 17 municípios. O Projeto de Arborização Urbana da RGE vem sendo executado desde 2004. Neste período, foram plantadas mais de 3.360 mudas em 60 municípios da área de concessão da concessionária. Os projetos visam cumprir com a reposição florestal obrigatória oriunda de obras de manutenção e expansão do sistema elétrico da empresa, de acordo com a legislação vigente. Foram firmadas parcerias com órgãos ambientais que realizaram o licenciamento florestal para o corte de árvores nativas, indispensáveis para a execução destas obras.

7. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes foi contratada pela RGE para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da companhia. 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.

8. Agradecimentos

A Administração da RGE agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, 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.

BALANÇO SOCIAL ANUAL 2011 (*)

1 - Base de Cálculo	2011 Valor (Mil reais)	2010 Valor (Mil reais)
Receita líquida (RL)	2.279.458	2.125.171
Resultado operacional (RO)	326.116	325.424
Folha de pagamento bruta (FPB)	71.775	68.158

2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	8.627	12,02%	0,38%	7.852	11,52%	0,37%
Encargos sociais compulsórios	18.764	26,14%	0,82%	17.921	26,29%	0,84%
Previdência privada	5.362	7,47%	0,24%	4.719	6,92%	0,22%
Saúde	4.114	5,73%	0,18%	3.466	5,09%	0,16%
Segurança e saúde no trabalho	379	0,53%	0,02%	1.985	2,91%	0,09%
Educação	11	0,02%	0,00%	505	0,74%	0,02%
Cultura	–	0,00%	0,00%	–	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.001	2,79%	0,09%	1.941	2,85%	0,09%
Creches ou auxílio-creche	279	0,39%	0,01%	765	1,12%	0,04%
Participação nos lucros ou resultados	4.787	6,67%	0,21%	4.974	7,30%	0,23%
Outros	1.005	1,40%	0,04%	958	1,41%	0,05%
Total - Indicadores sociais internos	**45.329**	**63,15%**	**1,99%**	**45.086**	**66,15%**	**2,12%**

3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	12	0,00%	0,00%	–	0,00%	0,00%
Cultura	765	0,23%	0,03%	1.365	0,42%	0,06%
Saúde e saneamento	10	0,00%	0,00%	–	0,00%	0,00%
Esporte	–	0,00%	0,00%	–	0,00%	0,00%
Combate à fome e segurança alimentar	–	0,00%	0,00%	–	0,00%	0,00%
Outros	198	0,06%	0,01%	–	0,00%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	**985**	**0,30%**	**0,04%**	**1.365**	**0,42%**	**0,06%**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.120.247	343,51%	49,15%	1.040.067	319,60%	48,94%
Total - Indicadores sociais externos	**1.121.232**	**343,81%**	**49,19%**	**1.041.432**	**320,02%**	**49,00%**

4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	1.232	0,38%	0,05%	1.406	0,43%	0,07%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	14.123	4,33%	0,62%	15.147	4,65%	0,71%
Total dos investimentos em meio ambiente	**15.355**	**4,71%**	**0,67%**	**16.553**	**5,09%**	**0,78%**
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	( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%			( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%		

5 - Indicadores do Corpo Funcional	2011	2010
Nº de empregados(as) ao final do período	1.479	1.457
Nº de admissões durante o período	285	256
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	N/D	1.323
Nº de estagiários(as)	33	52
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	140	142
Nº de mulheres que trabalham na empresa	264	315
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	14,61%	15,09%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	61	63
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	3,06%	0,21%
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	58	58

6 - Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2011			2010		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	69,41			37,13		
Número total de acidentes de trabalho	17			17		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os pradrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + Cipa	( ) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 53.618	no Procon 1.287	na Justiça 2.285	na empresa 51.980	no Procon 1.812	na Justiça 1.021
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 13%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 40%
Valor adicionado total a distribuir (em R$ mil):	**Em 2011: 1.608.229**			**Em 2010: 1.481.252**		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	70,5% governo 15% acionistas	5,6% colaboradores(as) 8,9% terceiros 0% retido		70,2% governo 13% acionistas	5,7% colaboradores(as) 7,8% terceiros 3,3% retido	

7 - Outras Informações

Responsável pelo Preenchimento: Antônio Carlos Bassalo, fone (19) - 3756-8018, bassalo@cpfl.com.br
(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes

continua

continuação

RGE
Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais)

ATIVO	2011	2010
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	82.186	180.322
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	378.414	345.929
Tributos a compensar (nota 7)	24.769	17.850
Depesas pagas antecipadamente (nota 8)	1.606	21.898
Derivativos (nota 29)	312	244
Estoques	11.899	9.283
Outros créditos (nota 11)	53.826	49.647
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**553.013**	**625.172**
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	58.453	59.912
Depósitos judiciais (nota 19)	79.465	64.523
Tributos a compensar (nota 7)	22.511	22.788
Derivativos (nota 29)	98	82
Depesas pagas antecipadamente (nota 8)	351	763
Créditos fiscais diferidos (nota 9)	235.139	278.744
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	226.930	164.241
Entidade de previdência privada (nota 16)	3.416	5.800
Outros créditos (nota 11)	–	36
Intangível (nota 12)	1.656.301	1.571.217
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**2.282.663**	**2.168.104**
TOTAL DO ATIVO	**2.835.676**	**2.793.276**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2011	2010
CIRCULANTE		
Fornecedores (nota 13)	207.338	149.555
Encargos de dívidas (nota 14)	39.436	925
Encargos de debêntures (nota 15)	13.540	25.806
Empréstimos e financiamentos (nota 14)	181.066	76.839
Debêntures (nota 15)	126.667	339.660
Entidade de previdência privada (nota 16)	1.415	1.961
Taxas regulamentares (nota 17)	25.424	21.785
Impostos, taxas e contribuições (nota 18)	42.555	37.429
Dividendo e juros sobre capital próprio (nota 21.4)	106.482	417
Obrigações estimadas com pessoal	9.483	9.892
Outras contas a pagar (nota 20)	72.479	52.128
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**825.885**	**716.397**
NÃO CIRCULANTE		
Encargos de dívidas (nota 14)	4.898	9.464
Empréstimos e financiamentos (nota 14)	413.034	464.435
Debêntures (nota 15)	196.366	253.333
Entidade de previdência privada (nota 16)	1.121	1.944
Provisões para contingências (nota 19)	46.204	43.918
Derivativos (nota 29)	–	2
Outras contas a pagar (nota 20)	19.925	48.566
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**681.549**	**821.662**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (nota 21)		
Capital social	884.328	867.604
Reservas de capital	280.595	297.319
Reservas de lucros	13.271	13.271
Dividendo adicional proposto	123.799	57.689
Reserva de avaliação patrimonial	26.250	19.334
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**1.328.243**	**1.255.217**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**2.835.676**	**2.793.276**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de lucros – Reserva legal	Dividendo adicional proposto	Reserva de avaliação patrimonial	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009	**851.861**	**313.062**	**13.271**	**80.433**	**10.243**	**(49.196)**	**1.219.674**
Aumento de capital	15.743	(15.743)	–	–	–	–	–
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	240.873	240.873
Dividendo prescrito						101	101
Aprovação da proposta de dividendo e JCP	–	–	–	(80.433)	–	–	(80.433)
Ganho em instrumentos financeiros disponíveis para venda	–	–	–	–	13.906	–	13.906
Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	–	–	–	–	(4.728)	–	(4.728)
Realização do resultado abrangente	–	–	–	–	(87)	87	–
Destinação do lucro:							
Dividendo intermediário	–	–	–	–	–	(93.528)	(93.528)
Juros sobre o capital próprio intermediário	–	–	–	–	–	(35.346)	(35.346)
Destinação sujeita à aprovação:							
Dividendo proposto	–	–	–	27.643	–	(27.643)	–
Juros sobre o capital próprio	–	–	–	30.046	–	(35.348)	(5.302) (1)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010	**867.604**	**297.319**	**13.271**	**57.689**	**19.334**	**–**	**1.255.217**
Aumento de capital	16.724	(16.724)	–	–	–	–	–
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	240.840	240.840
Aprovação da proposta de dividendo e JCP	–	–	–	(57.689)	–	–	(57.689)
Ganho em instrumentos financeiros disponíveis para venda	–	–	–	–	10.508	–	10.508
Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	–	–	–	–	(3.573)	–	(3.573)
Realização do resultado abrangente	–	–	–	–	(19)	19	–
Destinação do lucro:					–	–	
Dividendo intermediário	–	–	–	–	–	(76.413)	(76.413)
Juros sobre o capital próprio intermediário	–	–	–	–	–	(35.346)	(35.346)
Destinação sujeita à aprovação:					–	–	
Dividendo proposto	–	–	–	93.754	–	(93.754)	–
Juros sobre o capital próprio	–	–	–	30.045	–	(35.346)	(5.301) (1)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011	**884.328**	**280.595**	**13.271**	**123.799**	**26.250**	**–**	**1.328.243**

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio, destinado contabilmente, mas que, em razão das novas práticas contábeis, foi estornado contra o patrimônio líquido.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

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 Companhia Rio Grande Energia ("RGE" ou "Companhia") é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel"), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora. A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Mario de Boni, 1902 - Bairro Floresta - Caxias do Sul - RS - Brasil. A Companhia detém a concessão por prazo determinado de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo ser prorrogado por no máximo igual período. A área de concessão da Companhia contempla 253 municípios. Entre os principais estão Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores. (informações não revisadas pelos auditores independentes).

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação: As demonstrações financeiras 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 Aneel, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As demonstrações contábeis regulatórias auditadas estarão disponíveis no site "www.cpfl.com.br/ri" a partir de 30 de abril de 2012. 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 e iv) 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 ao menos no encerramento de cada exercício. 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, e 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 fiscais diferido; • Nota 10 - Ativo financeiro da concessão; • Nota 12 - Intangível; • Nota 16 - Entidade de previdência privada; • Nota 19 - Provisões para contingências e depósitos judiciais, e; • Nota 29 - Instrumentos financeiros. **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação:** A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras 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 Demonstração do valor adicionado:** A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado ("DVA") 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 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 da Companhia é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, 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 e amortizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido. O montante remanescente 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 a Companhia gerencia as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos 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 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 possui os seguintes principais ativos financeiros: **i.** Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia 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 têm classificados nesta categoria são: (i) saldos bancários e aplicações financeiras (nota 5) e (ii) derivativos (nota 29.d). **ii.** Mantidos até o vencimento: ativos para os quais a Companhia possui 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 não possui ativos financeiros classificados nesta categoria. **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 têm como principais ativos financeiros classificados nesta categoria: (i) consumidores, concessionárias e

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	2011	2010
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (nota 23)	**2.279.458**	**2.125.171**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Custo com energia elétrica (nota 24)	(1.275.651)	(1.216.017)
Custo de operação (nota 25)	(177.313)	(173.037)
Custo do serviço prestado a terceiros (nota 25)	(244.765)	(187.394)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	**581.729**	**548.723**
DESPESAS OPERACIONAIS (nota 25)		
Despesas com vendas	(70.282)	(70.287)
Despesas gerais e administrativas	(91.420)	(83.487)
Outras despesas operacionais	(22.599)	(22.851)
	(184.300)	**(176.625)**
RESULTADO DO SERVIÇO	**397.429**	**372.098**
RESULTADO FINANCEIRO (nota 26)		
Receitas	64.840	68.001
Despesas	(136.153)	(114.675)
	(71.313)	**(46.674)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**326.116**	**325.424**
Contribuição social (nota 9)	(22.719)	(22.749)
Imposto de renda (nota 9)	(62.557)	(61.802)
	(85.276)	**(84.551)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**240.840**	**240.873**
Lucro líquido por ação ordinária	0,29	0,29
Lucro líquido por ação preferencial	0,32	0,32

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais)

	2011	2010
Lucro líquido do exercício	**240.840**	**240.873**
Outros resultados abrangentes		
- Ganho em instrumentos financeiros - Ativo financeiro da concessão	10.508	13.906
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros - Ativo financeiro da concessão	(3.573)	(4.728)
Resultado abrangente do exercício	**247.775**	**250.051**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais)

	2011	2010
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL		
Lucro antes dos tributos	**326.116**	**325.424**
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Depreciação e Amortização	118.887	123.111
Provisão para Contingências	2.124	(4.164)
Encargos de Dívidas, Atualizações Monetárias e Cambiais	104.432	74.068
Perdas (Ganhos) com Plano de Pensão	6.456	5.400
Perdas (Ganhos) na Baixa de Ativo não Circulante	29	100
Pis e Cofins Diferidos	1.815	(952)
AUMENTO (REDUÇÃO) NOS ATIVOS OPERACIONAIS		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(31.027)	(20.374)
Tributos a Compensar	(6.643)	(2.539)
Depósitos Judiciais	(14.942)	1.915
Outros Ativos Operacionais	12.826	(29.673)
AUMENTO (REDUÇÃO) NOS PASSIVOS OPERACIONAIS		
Fornecedores	57.782	(36.673)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(44.700)	(73.837)
Outros Tributos e Contribuições Sociais	(4.306)	(8.320)
Outras Obrigações com Entidade de Previdência Privada	(5.440)	(4.024)
Encargos de Dívidas Pagos	(96.673)	(71.627)
Taxas Regulamentares	3.639	9.420
Outros Passivos Operacionais	(8.700)	13.750
CAIXA UTILIZADO ORIUNDO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**421.675**	**301.005**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Títulos e Valores Mobiliários	185	–
Adições de Intangível	(251.417)	(236.952)
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**(251.232)**	**(236.952)**
Captação de Empréstimos e Debêntures	198.874	334.367
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(409.372)	(64.661)
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(58.081)	(245.047)
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**(268.579)**	**24.659**
AUMENTO (REDUÇÃO) EM CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(98.136)**	**88.712**
SALDO INICIAL DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	180.322	91.610
SALDO FINAL DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**82.186**	**180.322**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010 (Em milhares de reais)

	2011	2010
1 - Receita	**3.455.478**	**3.203.724**
1.1 Receita de venda de energia e serviços	3.224.994	3.025.916
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	244.724	185.553
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.240)	(7.745)
2 - (–) Insumos adquiridos de terceiros	**(1.789.670)**	**(1.667.361)**
2.1 Custo com energia elétrica	(1.409.378)	(1.342.341)
2.2 Material	(133.698)	(73.344)
2.3 Serviços de terceiros	(191.951)	(167.414)
2.4 Outros	(54.643)	(84.262)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	**1.665.808**	**1.536.363**
4 - Retenções	**(122.418)**	**(123.112)**
4.1 Depreciação e amortização	(103.614)	(104.157)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(18.804)	(18.955)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	**1.543.389**	**1.413.251**
6 - Valor adicionado recebido em transferência	**64.840**	**68.001**
6.1 Receitas financeiras	64.840	68.001
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	**1.608.229**	**1.481.252**
8 - Distribuição do valor adicionado	**1.608.229**	**1.481.252**
8.1 Pessoal e encargos	**90.008**	**85.040**
8.1.1 Remuneração direta	52.946	40.691
8.1.2 Benefícios	32.642	40.419
8.1.3 F.G.T.S	4.419	3.930
8.2 Impostos, taxas e contribuições	**1.134.065**	**1.040.067**
8.2.1 Federais	499.421	452.783
8.2.2 Estaduais	634.396	587.003
8.2.3 Municipais	248	281
8.3 Remuneração de capital de terceiros	**143.317**	**115.272**
8.3.1 Juros	140.416	112.412
8.3.2 Aluguéis	2.901	2.860
8.4 Remuneração de capital próprio	**240.840**	**240.873**
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	70.691	70.694
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	170.149	121.171
8.4.3 Lucros retidos	–	49.008

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

continua

Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

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)

permissionárias (nota 6) e (ii) outros créditos (nota 11). **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 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 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 (nota 4). **- Passivos Financeiros:** Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui 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 classificou nesta categoria os instrumentos derivativos (nota 29.d). **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 13), (ii) empréstimos e financiamentos (nota 14), (iii) encargos de dívidas (nota 14); (iv) encargos de debêntures (nota 15); (v) debêntures (nota 15); dividendos e juros sobre o capital próprio (nota 21.4) e (vi) outras contas a pagar (nota 20). 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. O capital preferencial é classificado como capital no patrimônio líquido. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias. **3.3 Intangível:** Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, softwares e servidão de passagem. O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões, é originado dos investimentos na infraestrutura e pode ter duas origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir: Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio 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. Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 - Contratos de Concessão): Em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, o ativo intangível é registrado correspondendo ao direito que a Companhia possui 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. **3.4 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 avalia 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 perdas 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. 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 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 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. Anualmente também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*. **3.5 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. **3.6 Benefícios a empregados:** A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de competência em conformidade com o CPC 33 - Benefícios a Empregados. Os planos possuem as seguintes características: **i.** Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Companhia 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. A Companhia utiliza-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 o 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. **3.7 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, 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 dividendos e juros sobre o capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendos 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. **3.8 Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia 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. 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. **3.9 Imposto de Renda e Contribuição Social:** As despesas de imposto de renda e contribuição social do período 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 do exercício. 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 registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre 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 da controladora. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício de ágios incorporados, os quais estão sendo amortizados proporcionalmente aos lucros líquidos projetados para o período remanescente do 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. **3.10 Resultado por ação:** O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período e a média ponderada das ações ordinárias e preferenciais 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. **3.11 Ativos e passivos regulatórios:** Em consonância com o entendimento do CPC, ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados nas demonstrações financeiras da Companhia 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. **3.12 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: • *Amendments to IAS 1 Financial Statement Presentation;* • *Amendments to IAS 19 Employee Benefits;* • *IFRS 13 Fair Value Measurement;* • *IFRS 10 Consolidated Financial Statements;* • *IFRS 11 Joint Arrangements;* • *IFRS 12 Disclosure of Interests in Other Entities; e* • *Additions to IFRS 9 Financial Instruments.* 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. **- 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. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título) obtido da curva de juros de mercado em reais. Os ativos financeiros classificados como disponível para venda referem-se ao direito a indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia. A metodologia adotada para valorização a mercado destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos, 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, a Companhia 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

	2011	2010
Saldos bancários	18.006	31.442
Aplicações financeiras	64.180	148.880
Total	**82.186**	**180.322**

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

	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos > 90 dias	Total 2011	Total 2010
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	78.172	30.474	5.912	114.558	94.069
Industrial	52.076	11.171	7.276	70.523	63.192
Comercial	39.097	8.002	3.127	50.226	40.684
Rural	17.335	2.645	699	20.679	18.339
Poder público	6.023	1.421	578	8.022	6.542
Iluminação pública	5.090	888	11.985	17.963	20.526
Serviço público	6.836	124	212	7.172	6.373
Faturado	**204.629**	**54.725**	**29.789**	**289.143**	**249.725**
Não faturado	67.812	–	–	67.812	78.336
Parcelamento de débito de consumidores	15.022	1.526	5.457	22.005	18.287
Energia livre	67	–	–	67	477
Concessionárias e permissionárias	11.728	–	–	11.728	8.818
Arrecadação em processo de classificação	(53)	–	–	(53)	(493)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	–	–	(12.287)	(12.287)	(9.388)
Outros	–	–	–	–	167
Total	**299.205**	**56.251**	**22.959**	**378.414**	**345.929**
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	58.453	–	–	58.453	59.912
Total	**58.453**	**–**	**–**	**58.453**	**59.912**

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, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa. **6.1 Provisão para créditos de liquidação duvidosa:** A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa esta demonstrada a seguir:

Saldo em 31/12/2010	**(9.388)**
Provisão constituída	(3.771)
Recuperação de Receita	(10.468)
Baixa de Contas a Receber Provisionadas	11.340
Saldo em 31/12/2011	**(12.287)**

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	2011	2010
Circulante		
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	–	700
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.366	–
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	4.623	163
ICMS a compensar	16.800	16.612
Programa de integração social - PIS	174	–
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	805	–
Outros	–	375
Total	**24.769**	**17.850**
Não Circulante		
ICMS a compensar	22.511	22.788
Total	**22.511**	**22.788**

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

(8) DESPESAS PAGAS ANTECIPAMENTE

	Circulante 2011	Circulante 2010	Não Circulante 2011	Não Circulante 2010
Subvenção baixa renda	1.068	21.209	–	–
Outros	538	689	351	763
Total	**1.606**	**21.898**	**351**	**763**

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1 Composição dos créditos Fiscais:

	2011	2010
Crédito de contribuição social		
Benefício fiscal do ágio incorporado	37.714	41.117
Diferenças temporariamente indedutíveis	10.972	17.412
Subtotal	**48.686**	**58.530**
Crédito de imposto de renda		
Benefício fiscal do ágio incorporado	155.750	169.805
Diferenças temporariamente indedutíveis	30.477	48.367
Subtotal	**186.227**	**218.173**
Crédito de PIS e COFINS		
Diferenças temporariamente indedutíveis	226	2.041
Total	**235.139**	**278.744**

9.2 Beneficio 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 da Companhia durante o prazo remanescente da concessão. No exercício de 2011, a taxa anual de amortização aplicada foi de 6,61%.

9.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	2011 CSLL	2011 IRPJ	2011 PIS/COFINS	2010 CSLL	2010 IRPJ	2010 PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis						
Provisões para contingências	3.949	10.969	–	4.108	11.411	–
Entidade de previdência privada	342	950	–	355	986	–
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.103	3.065	–	845	2.347	–
Programas de P&D e eficiência energética	3.816	10.598	–	6.025	16.735	–
Provisão relacionada a pessoal	292	800	–	419	1.163	–
Instrumentos financeiros (IFRS/CPC)	35	97	–	–	–	–
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS/CPC)	4.074	11.315	–	4.331	12.029	–
Estorno de ativos e passivos regulatórios (IFRS/CPC)	200	555	226	1.800	5.001	2.041
Perdas atuariais na transição de práticas contábeis (IFRS/CPC)	644	1.790	–	644	1.791	–
Outros	96	280	–	1.521	4.227	–
Diferenças temporariamente indedutíveis - Reserva de avaliação patrimonial						
Registro da concessão - ajuste do financeiro (IFRS/CPC)	(3.580)	(9.943)	–	(2.636)	(7.323)	–
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS/CPC)	–	–	–	–	–	–
Total	**10.972**	**30.477**	**226**	**17.412**	**48.367**	**2.041**

9.4 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:

continua

Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

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)

Ano de vencimento	2011
2012	28.217
2013	22.787
2014	21.935
2015	16.564
2016	16.537
2017 A 2019	43.074
2020 A 2022	34.732
2023 A 2025	26.600
2026 A 2027	24.693
	235.139

9.5 - Reconciliação dos montantes de Contribuição Social e Imposto de Renda registrados nos resultados dos exercícios de 2011 e 2010:

	2011		2010	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	326.116	326.116	325.424	325.424
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT	(4.201)	(4.201)	–	–
Despesa juros sobre o capital próprio	(70.692)	(70.692)	(70.694)	(70.694)
Outras adições/(exclusões) permanentes líquidas	1.214	(997)	(1.967)	(7.522)
Base de cálculo	252.437	250.226	252.763	247.208
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(22.719)	(62.557)	(22.749)	(61.802)
Corrente	(13.821)	(33.238)	(21.729)	(54.560)
Diferido	(8.898)	(29.319)	(1.020)	(7.242)
	(22.719)	(62.557)	(22.749)	(61.802)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2010	**164.241**
Adições	52.211
Ajustes ao valor justo	10.508
Baixas	(29)
Saldo em 31/12/2011	**226.930**

O saldo refere-se ao valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão da Companhia 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.

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não Circulante	
	2011	2010	2011	2010
Adiantamento - Fornecedores	3.482	–	–	–
Cauções, fundos e depósitos vinculados	363	525	–	29
Ordens em curso	28.822	39.958	–	–
Serviços prestados a terceiros	223	–	–	–
Convênios de arrecadação	8.473	–	–	–
Arrendamento mercantil	3.117	3.641	–	–
Bens destinados a alienação	4.605	3.186	–	–
Outros	4.742	2.337	–	7
Total	53.826	49.647	–	36

Cauções, fundos e depósitos vinculados - São garantias oferecidas para operações na CCEE. **Serviços prestados a terceiros -** Compreendem, basicamente, contas a receber referente a serviços prestados a consumidores relacionados à distribuição de energia elétrica. **Convênios de arrecadação** - Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referente a contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, etc.

(12) INTANGÍVEL

	2011			2010
	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Direito de concessões				
Adquirido em combinação de negócios	1.120.266	(758.359)	361.907	380.711
Infraestrutura de distribuição - em serviço	2.099.462	(1.045.179)	1.054.283	1.044.702
Infraestrutura de distribuição - em curso	233.129	–	233.129	122.188
Outros ativos intangíveis	33.103	(26.121)	6.982	23.616
Total de ativos intangíveis	3.485.960	(1.829.659)	1.656.301	1.571.217
Custo histórico			3.485.960	3.312.359
Amortização acumulada			(1.829.659)	(1.741.142)
			1.656.301	1.571.217

O intangível adquirido em combinações de negócio refere-se ao ágio oriundo da aquisição da controladora DOC3 Participações que foi incorporado aos respectivos patrimônio líquido sem a aplicação das Instruções CVM n° 319/99 e n° 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal. **12.1 Movimentação do ativo intangível:** As movimentações dos saldos para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 são como segue:

	Direito de concessão				
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	Outros ativos intangíveis	Total
Saldo em 31/12/2010	380.711	1.044.702	122.188	23.616	1.571.217
Adições	–	2.174	256.963	–	259.137
Amortização	(18.804)	(101.489)	–	(2.125)	(122.418)
Transferência - intangíveis	–	108.320	(93.811)	(14.509)	–
Transferência - ativo financeiro	–	–	(52.211)	–	(52.211)
Transferência - outros ativos	–	576	–	–	576
Saldo em 31/12/2011	361.907	1.054.283	233.129	6.982	1.656.301

Em conformidade com o CPC 20, os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No ano de 2011 foram capitalizados R$ 7.369 (R$ 10.584 em 2010) a uma taxa de 9,95% (9,3% em 2010). **12.2 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 os períodos apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(13) FORNECEDORES

	2011	2010
Suprimento de energia elétrica	158.955	104.969
Encargos de uso da rede elétrica	14.690	30.836
Materiais e serviços	33.692	13.750
Total	207.338	149.555

(14) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Remuneração anual	Condições de amortização	Garantias	2011 Encargos - circulante e não circulante	2011 Principal Circulante	2011 Principal Não circulante	2010 Encargos - circulante e não circulante	2010 Principal Circulante	2010 Principal Não circulante
Mensuradas ao custo									
BNDES - Investimento									
FINAME	4,5% Pré-fixado	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a dezembro de 2019	Aval da CPFL Energia S.A.	31	2.007	14.051	10	–	4.847
FINEM V	TJLP + 2,12 a 3,3%	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012 a janeiro de 2018	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	1.465	16.597	91.900	55	–	59.912
FINEM V	5,5% Pré-fixado	96 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013 a janeiro de 2021	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	197	–	23.111	6	–	9.704
FINEM IV	TJLP + 3,28 a 3,4%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2010 a dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	485	40.669	81.338	646	40.669	122.006
FINEM III	TJLP + 5,0%	60 parcelas mensais a partir de janeiro de 2008 a dezembro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	104	22.325	–	208	22.325	22.325
Instituições financeiras									
Banco do Brasil - Capital de Giro	98,5% do CDI (*)	04 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia S.A.	37.073	94.974	133.999	9.464	–	227.366
Banco do Brasil - Capital de Giro	99,0% do CDI (**)	02 parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia S.A.	4.898	–	54.540	–	–	–
Outros									
Eletrobrás	RGR + 6,0%	120 parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e Notas Promissórias	81	2.088	14.095	–	2.088	16.009
Fundação ELETROCEEE	INPC + 9,0%	180 parcelas mensais a partir de agosto de 1997	Recebíveis	–	2.406	–	–	3.884	2.266
Consumidores	IGPM + 6,2%	Diversos contratos	Não existem garantias	–	–	–	–	7.873	–
Total				44.334	181.066	413.034	10.389	76.839	464.435

IGPM: Índice Geral de Preços do Mercado
INPC: Índice Nacional de Preços ao Consumidor
RGR: Reserva Global de Reversão
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
CDI: Certificado de Depósito Interfinanceiro
(*) Taxa Efetiva 98,5% do CDI + 2,5%
(**) Taxa Efetiva 99,0% do CDI + 2,38%

A Companhia em consonância com os CPCs 38 e 39, classificou suas dívidas como passivos financeiros não mensurados ao valor justo (ou mensuradas ao custo). **Principais captações no exercício: BNDES - Investimento (FINAME)** - A Companhia 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. **BNDES - (FINEM V)** - A Companhia 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 Companhia 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. **Banco do Brasil - Capital de Giro** - A Companhia obteve a aprovação de financiamento na modalidade de capital de giro com liberação em 2011 no valor total de R$ 55.530 (R$ 54.210 líquida dos gastos com emissão), para cobertura de capital de giro. Os juros são capitalizados mensalmente e amortizados juntamente com as parcelas do principal. Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, considerando somente os respectivos valores registrados ao custo, têm vencimentos assim programados:

Ano do Vencimento	2011
2013	184.746
2014	114.172
2015	46.051
2016	24.965
2017	24.702
Após 2017	18.398
Total	**413.034**

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

Indexador	Variação acumulada 2011	Variação acumulada 2010	% da dívida 2011	% da dívida 2010
IGP-M	5,10	11,32	–	1,43
TJLP	6,00	6,00	39,92	48,61
CDI	11,59	9,75	50,98	42,93
Outros			9,10	7,04
			100,00	100,00

CONDIÇÕES RESTRITIVAS: Os financiamentos junto ao BNDES restringem a Companhia: (i) a somente realizar 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: - Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 2,5; - Endividamento Líquido dividido pelo Endividamento Líquido adicionado ao Patrimônio Líquido, máximo de 0,5 (FINEM III e IV) e máximo de 0,8 (FINEM V). O empréstimo do Banco do Brasil - Capital de Giro está sujeito a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. O índice exigido é Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,0. O financiamento junto a Eletrobrás possui restrições em pagar ou declarar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, em caso de atraso no cumprimento das obrigações previstas neste contrato. A Companhia obriga-se a não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que isoladamente ou conjuntamente superem o equivalente a 5,0% de seu ativo fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66,0% do seu ativo fixo. Diversos empréstimos e financiamentos estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou de 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 monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia tais condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

(15) DEBÊNTURES

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	2011 Encargos - circulante e não circulante	2011 Principal Circulante	2011 Principal Não circulante	2011 Total	2010 Encargos - circulante e não circulante	2010 Principal Circulante	2010 Principal Não circulante	2010 Total
2ª Emissão													
1ª Série	2.620	IGP-M + 9,6%	IGP-M + 9,73%	1° de abril de 2011	Quirografária	–	–	–	–	2.019	28.370	–	30.389
3ª Emissão													
1ª Série	1	CDI + 0,60% (1)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia	609	33.333	33.333	67.275	939	33.333	66.667	100.939
2ª Série	1	CDI + 0,60% (2)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia	7.950	46.667	46.667	101.284	7.721	46.667	93.333	147.721
3ª Série	1	CDI + 0,60% (3)	CDI + 0,71%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia	1.848	13.333	13.333	28.514	1.824	13.333	26.667	41.824
4ª Série	1	CDI + 0,60% (4)	CDI + 0,84%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia	1.226	16.667	16.667	34.560	1.335	16.667	33.333	51.335
5ª Série	1	CDI + 0,60% (4)	CDI + 0,84%	3 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia	1.226	16.667	16.667	34.560	1.335	16.667	33.333	51.335
4ª Emissão													
Série Única	185.000	110,30% do CDI	110,3% CDI + 0,82%	1° de julho de 2011	Quirografária	–	–	–	–	10.633	184.623	–	195.256
5ª Emissão													
Série Única	700	CDI + 1,30%	CDI + 1,43%	1° de junho de 2016	Fiança da CPFL Energia	681	–	69.699	70.380	–	–	–	–
					Total	13.540	126.667	196.366	336.573	25.806	339.660	253.333	618.799

A Companhia possui operações de "swap", convertendo a remuneração das debêntures da 3ª emissão de "100,0% do CDI + spread de 0,60%" para "% do CDI" correspondente à: (1) 105,07% do CDI - (2) 104,85% do CDI - (3) 104,90% do CDI - (4) 104,87% do CDI

continua

Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

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)

Principais captações no exercício: Em 2011 foram subscritas 700 debêntures não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária com garantia adicional fidejussória. O valor nominal unitário na data da emissão de R$ 100, que gerou uma captação total de R$ 70.000 (R$ 69.666 líquido dos gastos com emissão). O pagamento de juros das debêntures acima é semestral a partir da data de emissão, sendo o primeiro pagamento em 01 de dezembro de 2011 e os restantes no dia 01 dos meses de junho e dezembro subsequentes, devendo o último pagamento ocorrer na data de vencimento (ou na data em que ocorrer o resgate antecipado ou vencimento antecipado das debêntures, se for o caso). Os recursos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao refinanciamento das dívidas vincendas em 2011 e reforço de capital de giro. O saldo de Debêntures de longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

Ano de vencimento	2011
2013	126.473
2016	69.893
Total	**196.366**

CONDIÇÕES RESTRITIVAS: A 5ª emissão de debêntures está sujeita a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices têm as seguintes características: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75; • EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25; Para a 3ª emissão não há cláusulas restritivas quanto à manutenção de indicadores. As debêntures estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia 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 tais condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE, mantém um Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para os colaboradores que tiveram seus contratos sub-rogados da Cia. Estadual de Energia Elétrica - CEEE em 1997, e 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 e as regras de ambos os planos estão previstas no estatuto da Fundação, no regulamento do plano e no contrato de previdência complementar, respectivamente. **16.1 - Características: a)** Para os colaborados que tiveram seus contratos sub-rogados, o plano tem como principais características: a) O plano é único da Companhia, com patrimônio individualizado por segregação virtual (cotas); b) BD - benefício definido, a responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia; c) O plano está fechado para novos participantes desde 1997; d) As contribuições são paritárias, de acordo com tabela de contribuição específica, atualizada mensalmente; e) A base de cálculo para as contribuições para os ativos é a mesma base do salário de contribuição ao INSS, e para os aposentados é o valor definido pela Fundação CEEE; f) O Quadro de participantes é composto por colaboradores Ativos, Complementados e Assistidos. **b)** Para os colaborados admitidos a partir de 1997, o plano tem como principais características: a) O plano é na modalidade PGBL - Plano Gerador de Benefício Livre; b) CD - contribuição definida, não gera qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia; c) O plano está aberto para novos participantes de acordo com as regras de adesão; d) As contribuições são de acordo com tabela de contribuição específica, atualizada anualmente com o índice do acordo coletivo; e) A contribuição da Companhia é de 150% sobre a contribuição do participante.

16.2 Movimentações do plano de benefício definido:

	2011	2010
Valor presente das obrigações atuariais	234.457	207.759
Valor justo dos ativos do plano	(218.799)	(245.537)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	**15.658**	**(37.778)**
Ajustes por diferimentos permitidos		
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidas	(19.074)	31.978
Ativo atuarial líquido reconhecido no balanço	**(3.416)**	**(5.800)**

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

	Passivo	Ativo
Valor presente dos ativos e passivos atuariais em 2010	207.759	(245.537)
Custo do serviço corrente bruto	1.221	–
Rendimento esperado no ano	–	(22.423)
Juros sobre obrigação atuarial	20.742	–
Contribuições de participantes vertidas no ano	701	(701)
Contribuições de patrocinadoras	–	(4.072)
Perda atuarial	14.784	43.184
Benefícios pagos no ano	(10.750)	10.750
Valor presente dos ativos e passivos atuariais em 2011	**234.457**	**(218.799)**

16.3 As movimentações ocorridas no ativo líquido são as seguintes:

	2011	2010
Ativo atuarial líquido no início do exercício	(5.800)	(9.725)
Despesas reconhecidas na demonstração do resultado	6.456	5.400
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(4.072)	(1.475)
Ativo atuarial líquido no final do exercício	**(3.416)**	**(5.800)**
Não Circulante	**(3.416)**	**(5.800)**

16.4 Reconhecimento das receitas e despesas com entidade de previdência privada: A estimativa do atuário externo para as receitas a serem reconhecidas no exercício de 2012 e as despesas reconhecidas em 2011 são como seguem:

	2012 Estimadas	2011 Realizadas
Custo do serviço	1.176	1.221
Juros sobre obrigações atuariais	23.599	20.742
Rendimento esperado dos ativos do plano	(26.429)	(22.423)
Reconhecimento do ativo (limitado ao parágrafo 58-b)	–	6.916
Total da (Receita)/Despesa	**(1.654)**	**6.456**

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

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

	2011	2010
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	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.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	0,0% a.a.	0,0% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,6% a.a.	4,0% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light-Média	Light-Média
Taxa de rotatividade esperada:	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

16.6 Complementação da aposentadoria por tempo de serviço: Adicionalmente por força do edital de privatização, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação da aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pelo INSS aos participantes da Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE, que não tenham ainda cumprido todos os requisitos para a obtenção do benefício. Dessa forma, a Companhia provisionou os valores, apurados através de cálculo atuarial, dos compromissos futuros relativos às complementações salariais a serem pagas aos participantes ou repassados à Fundação CEEE, ajustados ao valor presente pela taxa de 12% a.a., cujo saldo em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 2.536 (R$ 3.905 em 2010).

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	2011	2010
Reserva global de reversão - RGR	7.962	6.054
Taxa de fiscalização da Aneel	384	336
Conta de consumo de combustível - CCC	10.240	9.162
Conta de desenvolvimento energético - CDE	6.836	6.233
Total	**25.424**	**21.785**

(18) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	2011	2010
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	18.496	18.310
Programa de integração social - PIS	2.458	2.217
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	11.317	10.213
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	1.785	–
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.645	–
Outros	6.854	6.688
Total	**42.555**	**37.429**

(19) PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	2011		2010	
	Provisões para contingências	Depósitos judiciais	Provisões para contingências	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Diversos	11.378	47.366	11.116	34.423
Cíveis				
Danos pessoais	4.429	12.831	2.318	12.071
Majoração tarifária	1.198	–	1.205	–
Outros	5.786	448	4.462	638
	11.413	13.279	7.984	12.710
Fiscais				
Imposto de renda	20.223	–	20.045	–
Outros	113	2.812	–	2.243
	20.336	2.812	20.045	2.243
Outros	3.077	16.008	4.773	15.147
Total	**46.204**	**79.465**	**43.918**	**64.523**

A movimentação da provisão para contingências e dos depósitos judiciais, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2010	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização Monetária	Saldo em 31/12/2011
Trabalhistas	11.116	5.247	(2.997)	(1.988)	–	11.378
Cíveis	7.984	9.476	(5.353)	(694)	–	11.413
Fiscais	20.045	176	–	–	116	20.336
Outros	4.773	–	–	(1.743)	47	3.077
Provisões para contingências	**43.918**	**14.899**	**(8.351)**	**(4.425)**	**163**	**46.204**
Depósitos Judiciais	**64.523**	**20.214**	**(5.231)**	**(40)**	**–**	**79.465**

19.1 Provisão para contingências: As provisões para contingências foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é mais que provável do que não na opinião dos assessores legais e da Administração da Companhia. 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). Do total de reclamações na justiça, cerca de 52% são provenientes de ex-funcionários da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, os quais nunca trabalharam na Companhia ou trabalharam por força de transferência de seus contratos de trabalho. Para as demais causas, 34% oriundas de funcionários contratados pela Companhia e 13% advém de reclamações ajuizadas por terceiros. b) **Cíveis: Danos Pessoais -** Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros. **Majoração Tarifária -** Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE nºs 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". **Outras -** Referem-se, principalmente, aos autos de infração lavrados em razão do aditamento ao contrato de mútuo entre a Companhia e sua ex-subsidiária integral Sul Geradora Participações S.A., alterando o índice de encargos da dívida, e ao aval da Companhia para o empréstimo tomado pela sua ex-subsidiária integral Sul Geradora Participações S.A. junto ao BankBoston, ambos não submetidos à anuência prévia da Aneel, e ainda, a ações diversas a que a sociedade responde envolvendo órgãos públicos e consumidores. c) **Fiscais: Imposto de Renda:** Pedido de suspensão da eficácia das decisões da Secretaria da Receita Federal para considerar a dedutibilidade, para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social, dos valores relativos a complementação de aposentadoria a empregados aposentados da Companhia (beneficiários da Fundação ELETROCEEE); d) **Perdas possíveis** - A Companhia é 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) trabalhista R$ 71.422 (R$ 53.302 em 2010); (ii) cíveis R$ 159.165 (R$ 254.972 em 2010) representadas basicamente por danos pessoais, classificação tarifária, ações coletivas e impactos ambientais; (iii) fiscais R$ 478.863 (R$ 397.737 em 2010), com destaque para: a) processo administrativo R$ 332.870, que discute débitos fiscais relativos a fatos geradores ocorridos entre 1999 a 2003, decorrentes de excesso de amortização de ágio, excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e valores relacionados a atualização monetária da conta de compensação de variações de itens dos custos não-gerenciáveis (CVA), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, b) processos administrativos R$ 91.573, que visam obter valores de IRPJ e CSLL, discutindo o montante de prejuízo fiscal utilizado em 2004, 2006 e 2007 e (iv) questões regulatórias R$ 12.088 (R$ 12.088 em 2010). A Administração da Companhia, 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.

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não Circulante	
	2011	2010	2011	2010
Consumidores e concessionárias	8.554	4.527	–	–
Programa de eficiência energética - PEE	25.858	13.079	3.878	31.842
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	11.230	8.997	14.830	14.987
Fundo nacional desenv. cient. tecnol. - FNDCT	199	331	–	–
Empresa de pesquisa energética - EPE	367	339	–	–
Adiantamentos	1.175	712	534	1.246
Juros sobre empréstimo compulsório	270	344	–	–
Encargos de capac. aquis. energia emerg. - ECE/EAEE	188	–	–	–
Folha de pagamento	304	991	–	–
Participação nos lucros	3.989	4.651	195	–
Convênios de arrecadação (nota 11)	14.282	4.989	–	–
Outros credores transferência de ICMS	–	7.000	–	–
Outros	6.063	6.168	487	492
Total	**72.479**	**52.128**	**19.925**	**48.566**

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. **Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética:** A Companhia reconheceu 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. **Juros sobre Empréstimo Compulsório:** Referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobras aos consumidores industriais. **Participação nos lucros:** Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2011 e de 2010:

	2011 - Quantidade de ações			
Acionistas	**Ordinárias**	**Preferenciais**	**Total**	**%**
CPFL Energia	656.502.717	150.665.862	807.168.579	100,00
Conselho de Administração	3	–	3	–
Total das ações	**656.502.720**	**150.665.862**	**807.168.582**	**100,00**

	2010 - Quantidade de ações			
Acionistas	**Ordinárias**	**Preferenciais**	**Total**	**%**
CPFL Energia	656.502.716	150.665.862	807.168.578	100,00
Conselho de Administração	4	–	4	–
Total das ações	**656.502.720**	**150.665.862**	**807.168.582**	**100,00**

21.1 - A composição das Reservas de capital é como segue:

	31/12/2011	31/12/2010
Ágio na subscrição de ações Preferenciais	62.536	62.536
Benefício fiscal do ágio incorporado CPFL Serra	210.922	227.646
Remuneração sobre o Capital Próprio	6.916	6.916
Subvenção para Investimento - Finor	221	221
Total	**280.595**	**297.319**

21.2 - Reservas de lucros: Compreende o saldo da Reserva legal no montante de R$ 13.271. **21.3 - Aumento de capital social:** Através da AGO/E de 26 de abril de 2011, foi aprovado o aumento de Capital Social da Companhia no montante de R$ 16.724 referente a capitalização do benefício fiscal do ágio apurado no exercício de 2010, sem emissão de novas ações. Em 2012 deverá ser objeto de deliberação em AGO/E a capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2011, no montante de R$ 17.459. **21.4 - Dividendos e juros sobre o capital próprio:** Na AGO/E de 26 de abril de 2011 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2010, através de (i) declaração de dividendo no montante de R$ 191.865, sendo R$ 93.528 de dividendo intermediário declarado em junho de 2010, e R$ 27.643 de dividendo complementar. (ii) declaração de Juros Sobre o Capital Próprio no montante de R$ 70.694, sendo R$ 35.346 (R$ 30.044 líquido do IRRF) JCP intermediário declarado em junho de 2010 e R$ 35.348 (R$ 30.046 líquido do IRRF) de JCP complementar. Adicionalmente, conforme previsto em Estatuto Social e com base nos resultados do primeiro semestre de 2011 a Administração da Companhia aprovou: (i) Em 30 de junho de 2011 a declaração juros sobre capital próprio intermediário, no montante de R$ 35.346 (R$ 30.044 líquido do IRRF) sendo atribuído para cada ação o valor de R$ 0,042987498 (R$ 0,036539373 líquido de IRRF) para as ações ordinárias e R$ 0,047286248 (R$ 0,040193310 líquido de IRRF) para as ações preferenciais e (ii) Em 10 de agosto de 2011 dividendo intermediário, no montante de R$ 76.413 sendo atribuído para cada ação o valor de R$ 0,092933507 para as ações ordinárias e R$ 0,102226857 para as ações preferenciais. No exercício de 2011, a Companhia efetuou pagamento no montante de R$ 58.081 referente a juros sobre o capital próprio e dividendos. **21.5 - 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 acumulado, através: a) Declaração de juros sobre capital próprio no montante de R$ 35.346 (R$ 30.044 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação o valor de R$ 0,042987498 (R$ 0,036539373 líquido de IRRF) para ações ordinárias e R$ 0,047286248 (R$ 0,040193310 líquido de IRRF) para ações preferenciais referente aos resultados do segundo semestre de 2011. b) Declaração de dividendo no montante de R$ 93.754, atribuído para cada ação o valor de R$ 0,114024167 para ações ordinárias e R$ 0,125426584 para ações preferenciais, conforme demonstrado a seguir:

Lucro líquido do exercício	**240.840**
Realização do resultado abrangente	19
Base para cálculo de dividendos	**240.859**
Dividendo intermediário	(76.413)
Juros sobre o capital próprio - intermediário	(35.346)
Juros sobre capital próprio - proposto	(35.346)
Dividendo adicional proposto	(93.754)

(22) 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 de R$ 240.840 (R$ 240.873 em 31 de dezembro de 2010) e no número de ações em circulação durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e de 2010, no montante de 656.502.720 ações ordinárias e 150.665.862 ações preferenciais, sendo o lucro básico para as ações ordinárias de R$ 0,29 por ação em 2011 (R$ 0,29 em 2010) e para as ações preferenciais R$ 0,32 por ação em 2011 (R$ 0,32 em 2010). **Lucro por ação diluído:** Nos exercícios de 2011 e 2010 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação, para os quais devesse considerar no cálculo do lucro por ação.

continua

Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

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)

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Receita de operações com energia elétrica	Nº de Consumidores (*)		GWh (*)		R$ mil	
Classe de consumidores	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
Residencial	1.030.494	988.009	2.004	1.913	1.085.464	975.575
Industrial	16.190	25.381	2.127	2.384	776.389	827.334
Comercial	113.460	107.205	1.217	1.145	628.266	562.335
Rural	140.432	138.576	607	723	169.411	170.264
Poderes públicos	10.950	10.532	142	135	76.661	69.054
Iluminação pública	297	294	238	229	64.875	59.442
Serviço público	2.001	1.952	207	207	79.473	75.449
Fornecimento faturado	1.313.824	1.271.949	6.544	6.736	2.880.541	2.739.453
Consumo próprio	–	–	4	4	–	–
Fornecimento não faturado (líquido)	–	–	–	–	(10.524)	8.365
Encargos emergenciais - ECE/EAEE	–	–	–	–	30	7
Reclassificação da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	–	–	–	–	(1.480.908)	(1.320.458)
Fornecimento de energia elétrica	**1.313.824**	**1.271.949**	**6.547**	**6.740**	**1.389.140**	**1.427.367**
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			1.074	706	120.323	91.061
Energia elétrica de curto prazo			37	26	1.763	5.719
Suprimento de energia elétrica			**1.111**	**732**	**122.086**	**96.780**
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					1.480.908	1.320.458
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					182.624	126.230
Receita de construção da infraestrutura de concessão					244.724	185.553
Outras receitas e rendas					50.237	55.081
Outras receitas operacionais					**1.958.492**	**1.687.322**
Total da receita operacional bruta					**3.469.718**	**3.211.469**
Deduções da receita operacional						
ICMS					(633.809)	(586.458)
PIS					(53.072)	(50.771)
COFINS					(244.455)	(233.855)
Reserva global de reversão - RGR					(26.873)	(17.336)
Conta de consumo de combustível - CCC					(116.413)	(93.029)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(82.038)	(74.659)
Programa de P&D e eficiência energética					(27.438)	(25.369)
PROINFA					(6.131)	(4.814)
Encargos emergenciais (ECE/EAEE)					(30)	(7)
					(1.190.260)	**(1.086.298)**
Receita operacional líquida					**2.279.458**	**2.125.171**

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

23.1 Reajuste Tarifário - 2011: A Aneel, através da Resolução Homologatória nº 1.153, de 14 de junho de 2011, fixou o reajuste das tarifas da Companhia, em média, em 17,21% (12,37% em 2010), correspondendo a um efeito médio de 6,74% (3,96% em 2010) percebido pelos consumidores cativos.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh (*)		R$ mil	
Energia comprada para revenda	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
Energia de Itaipu Binacional	1.889	1.914	169.497	178.618
Energia de curto prazo	37	42	37.162	4.011
PROINFA	209	205	30.460	33.543
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	6.652	6.438	923.049	876.375
Crédito de PIS e COFINS	–	–	(101.614)	(98.154)
Subtotal	**8.786**	**8.599**	**1.058.555**	**994.393**
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição				
Encargos da rede básica			181.542	176.382
Encargos de transporte de itaipu			15.715	14.909
Encargos de conexão			34.828	34.150
Encargos de serviço do sistema - ESS			3.759	13.413
Encargos de energia de reserva			6.610	6.126
Crédito de PIS e COFINS			(25.357)	(23.356)
Subtotal			**217.097**	**221.624**
Total			**1.275.651**	**1.216.017**

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de Operação		Custo do Serviço Prestado a Terceiros		Despesa Operacional – Vendas		Despesa Operacional – Gerais		Despesa Operacional – Outros		Total	
	2011	**2010 (*)**	**2011**	**2010 (*)**	**2011**	**2010 (*)**	**2011**	**2010 (*)**	**2011**	**2010 (*)**	**2011**	**2010 (*)**
Pessoal	36.533	30.958	–	190	25.820	24.893	18.200	19.402	–	–	80.553	75.443
Entidade de previdência privada	6.456	5.400	–	–	–	–	–	–	–	–	6.456	5.400
Material	9.403	9.560	23	–	1.730	1.203	4.860	1.183	–	–	16.016	11.946
Serviços de terceiros	33.860	33.963	18	991	15.705	17.310	40.828	34.711	–	–	90.411	86.975
Depreciação e amortização	90.414	90.415	–	660	935	5.038	8.734	8.043	–	–	100.083	104.156
Custos com construção da infraestrutura	–	–	244.724	185.553	–	–	–	–	–	–	244.724	185.553
Outros	648	2.741	–	–	26.091	21.843	18.798	20.148	22.599	22.851	68.135	67.583
Taxa de arrecadação	–	–	–	–	10.685	10.595	–	–	–	–	10.685	10.595
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	–	–	–	–	14.240	7.745	–	–	–	–	14.240	7.745
Arrendamento e aluguéis	2	–	–	–	1	–	2.893	2.860	–	–	2.896	2.860
Publicidade e propaganda	3	–	–	–	30	–	797	2.739	–	–	830	2.739
Legais, judiciais e indenizações	–	–	–	–	–	–	17.199	13.461	–	–	17.199	13.461
Doações, contribuições e subvenções	–	–	–	–	737	–	278	1.062	–	–	1.015	1.062
Taxa de fiscalização	–	–	–	–	–	–	–	–	4.371	3.796	4.371	3.796
Perda/(Ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	–	–	–	–	–	–	–	–	(576)	100	(576)	100
Amortização de intangível de concessão	–	–	–	–	–	–	–	–	18.804	18.955	18.804	18.955
Outros	643	2.741	–	–	398	3.503	(2.370)	26	–	–	(1.328)	6.270
Total	**177.313**	**173.037**	**244.765**	**187.394**	**70.282**	**70.287**	**91.420**	**83.487**	**22.599**	**22.851**	**606.378**	**537.056**

(*) Os valores estão sendo apresentados com algumas reclassificações entre as linhas de Outros e Serviços de Terceiros, em função do alinhamento com o plano de contas de 2011, para permitir melhor comparabilidade.

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2011	2010
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	19.492	13.919
Acréscimos e multas moratórias	38.713	36.110
Atualização de créditos fiscais	210	–
Atualizações monetárias e cambiais	2.948	9.293
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	2.647	–
Outros	829	8.679
Total	**64.840**	**68.001**
Despesas		
Encargos de dívidas	(119.239)	(96.351)
Atualizações monetárias e cambiais	(5.456)	(19.366)
(–) Juros capitalizados	7.369	10.584
Outros	(18.828)	(9.542)
Total	**(136.153)**	**(114.675)**
Resultado financeiro	**(71.313)**	**(46.674)**

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controlador a CPFL Energia, que tem como principais acionistas as seguintes Companhias: • 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. Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores 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 27.1 e 27.2. **27.1)** Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa:

	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2011	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
Saldo bancário e aplicação financeira								
Banco do Brasil S.A.	1.055	29.891	–	–	2.841	–	4	–
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	–	–	325.484	236.830	–	–	32.508	9.465
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	–	–	1.246	1.958	712	712	491	471
Materiais e prestação de serviço								
Brasil Telecom	–	–	15	19	–	–	786	759
TOTVS(**)	–	–	–	–	–	–	136	–
Outras receitas								
Brasil Telecom S.A.	1.886	2.671	–	–	11.316	10.684	–	–

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

(**) Não eram partes relacionadas em 2010.

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

	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
Empresas	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	–	–	–	264	–	–	102	1.148
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	6	–	–	–	7	–	–	–
Companhia Paulista de Força e Luz	–	–	–	–	–	–	40	–
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
Companhia Paulista de Força e Luz	–	–	–	408	–	–	–	–
CPFL Energia S.A.	–	–	106.457	–	–	–	–	–
Materiais e prestação de serviços								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	–	–	70	53	–	–	155	225
CPFL Energia S.A.	–	–	532	–	–	–	–	–
CPFL Atende Cent.Cont. At	–	–	147	5	–	–	929	73
Chumpitaz Serviços S.A.	–	–	445	–	–	–	2.330	–

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir: **a) Saldos bancários e aplicações financeiras -** Refere-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto ao Banco do Brasil conforme descrito na nota 5. **b) Empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos** - Corresponde a captação de recursos junto ao Banco do Brasil conforme descrito nas notas 14 e 15, contratados em condições normais de mercado, vigentes à época. **c) 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 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 BB DTVM, o qual cobra taxas de administração em condições normais de mercado para a respectiva gestão. **d) Intangível, materiais e prestação de serviços -** Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática. Estas operações foram contratadas em condições normais de mercado. **e) Outras receitas** - Refere-se basicamente à receita proveniente de aluguel pelo uso da rede de distribuição para serviços de telefonia. **f) Compra e venda de energia no mercado regulado** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza 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. A Companhia também adquire 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. 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. No exercício de 2011, a Companhia obteve junto ao Banco do Brasil a liberação de financiamento capital de giro, conforme descrito na nota 14. Adicionalmente, parte das debêntures emitidas no exercício de 2011 e, conforme descrito na nota 15, foram subscritas pelo Banco do Brasil. A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2011, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R$ 3.557. Este valor é composto por R$ 2.062 referente a benefícios de curto prazo, R$ 1.416 de benefícios de longo prazo e R$ 79 de benefícios pós-emprego e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

(28) SEGUROS (*)

A Companhia 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. As principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da Apólice	2011	2010
Ativo financeiro da concessão/intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, Danos elétricos e risco de engenharia	232.938	202.475
Transporte	Transporte nacional	73.374	–
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	17.246	13.692
Automóveis	Cobertura compreensiva	91	102
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	4.137	3.942
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	11.488	10.238
Outros	Riscos operacionais e outros	5.700	5.545
Total		**344.975**	**235.994**

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes

(29) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pelo grupo (nota 3) são, como segue:

a) Ativos financeiros:

a.1) Mensurados ao custo amortizado:

Empréstimos e recebíveis	**2011**	**2010**
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	436.867	405.841
Outros (nota 11)		
Cauções, fundos e depósitos vinculados	363	554
Serviços prestados a terceiros	223	–
Convênios de Arrecadação	8.473	–
	445.926	**406.395**

a.2) Mensurados ao valor justo

Mensurados ao valor justo contra resultado	**2011**	**2010**
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	82.186	180.322
Derivativos (nota 29.d)	410	326
	82.596	**180.648**
Disponível para venda	**2011**	**2010**
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	226.930	164.241

b) Passivos financeiros:

b.1) Mensurados ao custo amortizado:

	2011	**2010**
Fornecedores (nota 13)	207.338	149.555
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 14)	638.434	551.663
Debêntures - principal e encargos (nota 15)	336.573	618.799
Dividendos a pagar	106.482	417
Taxas regulamentares (nota 17)	25.424	21.785
Outros (nota 20)		
Consumidores e concessionárias	8.554	4.527
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	199	331
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	367	339
Convênio de arrecadação	14.282	4.989
	1.337.653	**1.352.405**

b.2) Mensurados ao valor justo contra resultado

	2011	**2010**
Mantidos para negociação		
Derivativos	–	2
	–	**2**

continua

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)

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:

	2011			2010		
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	82.186	–	–	180.322	–	–
Derivativos (nota 29.d)	–	410	–	–	324	–
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	–	–	226.930	–	–	164.241
	82.186	**410**	**226.930**	**180.322**	**324**	**164.241**

Em função da Companhia ter classificado 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 10. A informação comparativa da valorização à 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:

	2011		2010	
	Saldo Contábil	Valor de Mercado	Saldo Contábil	Valor de Mercado
Empréstimos e financiamentos (nota 14)	(638.434)	(621.988)	(551.663)	(536.732)
Debêntures (nota 15)	(336.573)	(340.585)	(618.799)	(623.695)
Total	**(975.007)**	**(962.573)**	**(1.170.462)**	**(1.160.427)**

Para operações específicas do setor elétrico, sem similar no mercado e com pouca liquidez, principalmente relacionadas com os aspectos regulatórios, a Companhia assumiu 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.

d) Instrumentos Derivativos: A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. As dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting)* para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2011 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*:

	Valores de mercado (contábil)								
Estratégia/Contrapartes	**Ativo**	**(Passivo)**	**Valores de mercado, líquidos**	**Valores a custo, líquidos**	**Ganho (Perda) na marcação a mercado**	**Moeda/indexador**	**Faixa de vencimento**	**Nocional**	**Mercado de negociação**
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo									
Hedge variação de taxa de juros (1)									
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
Total	**410**	**–**	**410**	**19**	**391**				
Circulante	**312**								
Não Circulante	**98**								

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14 e 15

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

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

		Ganho (Perda)	
Risco protegido/operação	**Conta contábil**	**2011**	**2010**
Marcação a mercado	Ajuste a valor justo	168	(71)
Variação de taxas de juros	Operação de swap	217	553
		385	**482**

e) Análise de Sensibilidade: Em consonância com a Instrução CVM n° 475/08, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de juros, conforme demonstrado: **e.1)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 5,10% a.a.; TJLP 6,0% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para o próximo exercício social seria uma despesa financeira líquida de R$ 85.106. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	**Exposição (R$ mil)**	**Risco**	**Cenário I***	**Elevação de índice em 25%****	**Elevação de índice em 50%****
Instrumentos financeiros ativos	64.180	variação CDI	(1.014)	1.860	3.719
Instrumentos financeiros passivos	(666.876)	variação CDI	10.537	(19.323)	(38.645)
Derivativos - *swap plain vanilla*	410	variação CDI	(6)	12	24
	(602.285)		**9.516**	**(17.451)**	**(34.902)**
Instrumentos financeiros passivos	(255.022)	variação TJLP	(2.601)	(3.825)	(7.651)
	(255.022)		**(2.601)**	**(3.825)**	**(7.651)**
Total do Aumento	**(857.307)**		**6.915**	**(21.277)**	**(42.553)**

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

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08.

e.2) 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 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$ 26.250 (líquido de efeitos tributários).

(30) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem, principalmente, distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela Aneel. Estrutura do gerenciamento de risco: O Conselho de Administração da controladora e a Diretoria Executiva têm responsabilidade global pelo estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Diretoria Executiva criou uma Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos e estabeleceu o Comitê de Gerenciamento Corporativo de Riscos. Compete ao Conselho de Administração da controladora 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 da controladora, 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 CPFL 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, o que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do grupo CPFL, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo. O Conselho da Administração do Grupo CPFL 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 da Companhia vir 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 Companhia está exposta 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 tenha sido contemplado tais perdas. **Risco de Taxa de Juros:** esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A Companhia têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. **Risco de Crédito:** o risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pela Companhia 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 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 elétrica 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 possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas *(covenants)* normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, 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 pela Companhia 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, embora compensados em períodos subsequentes por outros reajustes. **Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros -** A Companhia 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 utiliza-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 está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia, suportados por estas ferramentas, tem apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia 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 não realiza transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos. Além disso, a Companhia atende 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.

(31) UNIVERSALIZAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA (*)

Conforme Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica destinado ao atendimento de novas ligações ao meio rural - Programa Luz para Todos, sem ônus aos clientes. Foram ligados 14.816 novos consumidores com o custo total estimado em R$ 96.439, no qual a Companhia concluiu em dezembro de 2008 todas as instalações previstas para o programa. Mesmo após o cumprimento das metas de universalização apresentadas para a Aneel, a Companhia continuou efetuando ligações a consumidores, cujas características enquadram-se no Programa de Universalização. Dos montantes previstos pela Eletrobrás no valor de R$ 50.183, foram liberados até o final do exercício de 2010, o montante de R$ 45.704, relativos aos contratos da Eletrobrás e R$ 5.366 relativos à participação dos convênios com o governo do estado do Rio Grande do Sul. A participação da Concessionária foi de R$ 58.162, desde 2004.

(*) Informações não examinadas pelos auditores independente.

(32) MEIO AMBIENTE (*)

	2011		2010	
Gastos relacionados a operação da empresa	**Investimento**	**Despesa**	**Investimento**	**Despesa**
Implantação de reflorestamentos compensatórios	99	–	16	–
Medidas de proteção ambiental na construção de Linhas de Transmissão de Energia	261	–	445	–
Projetos de pesquisa e desenvolvimento voltados à preservação do meio ambiente	–	–	9	–
Construção de caixas de concreto para contenção de vazamentos acidentais de óleo em Subestações	156	–	281	–
Construção de pisos para armazenamento de transformadores, incluindo caixas separadoras de óleo	–	–	33	–
Medidas de proteção ambiental na construção de redes de distribuição	257	–	334	–
Despesas com mão de obra diretamente relacionada ao Sistema de Gestão Ambiental	–	338	–	233
Programa de licenciamento de LT's antigas e taxas de licenciamento Ambiental	–	78	–	38
Despesas diversas para funcionamento do Sistema de Gestão Ambiental	–	40	–	17
Total	**773**	**456**	**1.118**	**288**

	2011		2010	
Gastos em programas e/ou projetos externos	**Investimento**	**Despesa**	**Investimento**	**Despesa**
Programa de Eficiência Energética para Serviços Públicos, Prédios Públicos, Baixa Renda e Industrias	–	13.786	–	14.658
Projetos de recuperação de matas ciliares	335	–	489	–
Total	**335**	**13.786**	**489**	**14.658**

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(33) ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

A Companhia possui os seguintes ativos e passivos regulatórios que não estão registrados nas demonstrações financeiras, conforme descrito na nota 3.11.

	2011	2010	2009
Ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias			
Descontos TUSD (*) e irrigação	18.899	19.326	3.139
	18.899	**19.326**	**3.139**
Diferimento de custos tarifários			
CVA (**)	85.714	28.418	61.040
	85.714	**28.418**	**61.040**
Despesas pagas antecipadamente			
Sobrecontratação	–	154	17.758
Subvenção baixa renda - perdas	2.539	42	455
Neutralidade dos encargos setoriais	–	4.078	–
Reajuste tarifário	–	12.985	–
Outros componentes financeiros	37.492	30.960	5.501
	40.032	**48.218**	**23.714**
Passivos			
Diferimento de Ganhos Tarifários			
CVA (**)	(115.349)	(63.151)	(60.384)
	(115.349)	**(63.151)**	**(60.384)**
Outras Contas a Pagar			
Descontos TUSD (*) e irrigação	(78)	(2.529)	(199)
Reajuste tarifário	–	–	(15.270)
Sobrecontratação	(9.124)	–	–
Subvenção baixa renda - ganhos	(301)	–	–
Neutralidade dos encargos setoriais	(15.996)	–	–
Outros componentes financeiros	(1.351)	(8.213)	(262)
	(26.849)	**(10.742)**	**(15.731)**
Total Líquido	**2.447**	**22.068**	**11.778**

(*) 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: 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 sobre às tarifas de fornecimento aplicáveis às atividades de irrigação e aquicultura. **b) 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. **c) 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. **d) Subvenção - Baixa Renda:** Refere-se a subsídios concedidos aos consumidores que faz jus ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (Baixa Renda) se estiver inscrito no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, independentemente do seu consumo de energia. **e) Reajuste Tarifário:** A Companhia teve em seu reajuste tarifário de 2009 e 2010, componentes financeiros concedidos de modo a ajustar a revisão tarifária ou reajustes tarifários anteriores. **f) Neutralidade dos encargos setoriais:** Refere-se a neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa. **g) Outros Componentes Financeiros:** Refere-se principalmente à garantias financeiras, subsídios às cooperativas e permissionárias, adicional de 0,3% de P&D referente aos encargos do sistema isolado e ajuste financeiro da TUSD G.

continua

Companhia Aberta

www.cpfl.com.br

RGE
Uma empresa CPFL Energia

Rio Grande Energia S.A.

CNPJ nº 02.016.439/0001-38

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

CARLOS MÁRCIO FERREIRA
Presidente
LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR
Conselheiro
JOÃO ALBERTO SCHIMIDT
Conselheiro

DIRETORIA

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Diretor Presidente
LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
JOSÉ MARCOS CHAVES DE MELO
Diretor Administrativo
HÉLIO PUTTINI JUNIOR
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

ANTÔNIO CARLOS BASSALO
Diretor de Contabilidade
CT CRC SP085131/O-8 S-RS

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Rio Grande Energia S.A.
Campinas - SP

Examinamos as demonstrações financeiras da **Rio Grande Energia S.A.** ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, 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 dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de 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

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Rio Grande 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.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Campinas, 24 de fevereiro de 2012

KPMG

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/F-7

Jarib Brisola Duarte Fogaça
Contador CRC 1SP125991/S-RS