

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

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

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	9
10.2 - Resultado operacional e financeiro	24
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	37
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	41
10.5 - Políticas contábeis críticas	52
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	53
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	54
10.8 - Plano de Negócios	55
10.9 - Outros fatores com influência relevante	56

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

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

Riscos Macroeconômicos

O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o negócio da Companhia.

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país, e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia poderão ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como por:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- alterações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle de fluxo de capitais; e
- limites ao comércio internacional.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar as atividades da Companhia.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetariam de forma negativa e significativa a economia brasileira.

Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), as taxas de inflação anuais brasileiras em 2009, 2010 e 2011 foram 4,3%, 5,9% e 6,0%, respectivamente. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando a ajustar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre as atividades da Companhia, seus resultados operacionais e sua situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, a Companhia talvez não consiga ajustar as tarifas que cobra de seus clientes visando compensar os efeitos da inflação sobre sua estrutura de custo.

Praticamente a totalidade das despesas operacionais de caixa da Companhia é denominada em reais e tendem a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir sua capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar as atividades da Companhia, seus resultados operacionais e sua situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de suas ações.

Risco de taxas de câmbio

A moeda brasileira desvalorizou-se periodicamente nas últimas quatro décadas. Ao longo deste período, o Governo Federal implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas durante as quais a frequência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de

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

câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de câmbio. Embora os períodos prolongados de desvalorização da moeda brasileira em geral tenham correspondido à taxa de inflação no Brasil, a desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas da taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

Em 2011, o real se valorizou 1,74 % frente ao dólar dos Estados Unidos. Considerando a volatilidade que a economia global está enfrentando, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real se valorizará novamente ou se desvalorizará em relação ao dólar dos Estados Unidos.

Diante de tal histórico de flutuações, não é possível prever qual será a variação futura do real em relação às principais moedas no mercado de câmbio internacional. Um quadro de instabilidade cambial com eventual desvalorização do real poderá vir a prejudicar os resultados da Companhia em exercícios futuros, tendo em vista que: (i) refletirá em aumentos de gastos com despesas financeiras e custos operacionais, uma vez que a Companhia possui obrigações de pagamento relativas a financiamentos e importações indexadas à variação de moedas estrangeiras; (ii) as pressões inflacionárias causadas por desvalorizações cambiais, caso resultem em elevação abrupta dos índices inflacionários, podem ocasionar aumentos de custos e despesas operacionais da Companhia reduzindo seu fluxo de caixa operacional, se houver defasagem entre o momento da referida elevação e do reajuste anual da receita operacional da Companhia pelo IGP-M/IPCA aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) nos termos dos contratos de concessão; e (iii) a aplicação pelas autoridades monetárias brasileiras de política de aumento de juros, o que também teria efeito negativo sobre os resultados da Companhia.

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente à cotação do dólar em relação ao Real, com impacto no endividamento, no resultado e no fluxo de caixa. Se o real se desvalorizar frente ao dólar, nossas despesas financeiras relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados.

Em 31 de dezembro de 2011, o valor do passivo líquido exposto às taxas de câmbio era de R\$146,9 milhões.

Risco de Taxa de juros

Risco de taxa de juros, decorrente das diferentes taxas que remuneram: (i) ativos (como, por exemplo, aplicações financeiras) e contratos da Companhia; e (ii) passivos da Companhia, em especial dívidas com taxas de juros flutuantes (para maiores informações, veja item 10.1(f) deste Formulário de Referência). A Companhia possui quase a totalidade de equivalentes de caixa, e 58% de seu endividamento, indexados à variação da taxa de juros dos DI – Depósitos Interfinanceiros (“CDI”).

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia e suas controladas possuíam um passivo líquido exposto em função da variação da taxa de juros no valor de R\$6.355 milhões.

Risco de Liquidez

O risco de liquidez para a Companhia advém da dinâmica de seu fluxo de caixa, o que é fortemente impactado pela receita, pelos investimentos, pelo serviço da dívida e pela política de dividendos da Companhia. Não se pode garantir que a relativa estabilidade da receita advinda do tipo de contrato (Receita Anual Permitida) e da diversificação dos clientes de transmissão e da cláusula de demanda mínima presente nos contratos de compra e venda de energia elétrica não será afetada por questões macroeconômicas e de mercado que suscitem renegociações de preços que alterem o fluxo de caixa. Ademais, não se pode garantir que os recursos de financiamento serão desembolsados conforme as demandas dos projetos e que haverá recursos suficientes em caixa ou de novos financiamentos para o pagamento dos compromissos financeiros. Tais fatores podem afetar adversamente o resultado operacional da Companhia. A tabela a seguir demonstra o fluxo de caixa da Companhia:

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

Valores em R\$ mil	2009	2010 (reclassificado)	2011
CAIXA NO INÍCIO DO EXERCÍCIO	862.098,00	3.043.715,00	1.761.817,00
CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.550.172,00	1.622.019,00	2.069.519,00
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(2.568.356,00)	(1.935.970,00)	(1.452.064,00)
Em Investimentos		(1.577,00)	(110.261,00)
No Imobilizado	(595.889,00)	(537.802,00)	(475.041,00)
No Intangível	(453.924,00)	-	(20.973,00)
No Ativo Financeiro	(1.518.543,00)	(1.077.314,00)	(994.574,00)
Títulos e Valores Mobiliários	0,00	(319.277,00)	148.785,00
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	3.199.801,00	(967.947,00)	(829.239,00)
Financiamentos Obtidos	4.643.940,00	4.392.503,00	1.194.111,00
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	(594.443,00)	(3.882.281,00)	(743.640,00)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	(849.696,00)	(1.478.169,00)	(1.279.710,00)
CAIXA NO FIM DO EXERCÍCIO	3.043.715	1.761.817	1.550.033

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**a. Riscos para os quais se busca proteção**

O alvo de proteção é o passivo em moeda estrangeira e em taxas de juros flutuantes, representado por:

- serviço de dívida em moeda estrangeira;
- serviço de dívida com taxa de juros vinculada à LIBOR;
- pagamentos a fornecedores de equipamentos com preços indexados em moeda estrangeira.

b. Estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A premissa mais importante é a de que a política de *hedge* deve estar alinhada com a estratégia empresarial. A importância disso reside no fato de que a sua utilização dissociada da estratégia pode ser prejudicial à Companhia, pois o uso de instrumentos de *hedge* sem critério pode levar à redução do valor da Companhia.

Outra premissa relevante é a existência de cenários macroeconômicos consistentes e validados pela alta direção da Companhia. A tomada de decisão reflete não só a estratégia definida, mas também a expectativa que se tem do comportamento dos preços, que é gerada na construção dos cenários.

Outras premissas importantes estão definidas a seguir:

- O uso do *hedge* deve ter o objetivo primordial de dar previsibilidade ao fluxo de caixa e ao orçamento.
- As diretrizes e procedimentos devem estar definidos em linguagem clara.
- As atividades de *hedge* devem ser monitoradas com a implantação de um sistema dinâmico.

A Companhia não considera que a utilização de instrumentos de *hedge* com relação a dívidas de longo prazo seja uma política adequada. Dívidas com prazo de maturação elevado trazem uma incerteza muito grande para a contraparte, a liquidez de mercado é reduzida e o encarecimento da operação de *hedge* é inevitável.

Os compromissos com o pagamento da energia adquirida de Itaipu, cujo preço é indexado em dólar, não requerem proteção, tendo em vista que já está assegurado na política tarifária um mecanismo de compensação, representado por um ativo regulatório, que aumenta e diminui em função da variação da taxa de câmbio e que é reajustado pela SELIC. Embora não seja um *hedge* perfeito, na medida em que ao longo do ano os pagamentos estão sujeitos à movimentação da taxa de câmbio, o mecanismo regulatório cumpre seu papel de compensação das perdas eventualmente sofridas.

A utilização de instrumentos de *hedge* para se gerenciar a exposição cambial, quando a moeda estrangeira que indexa os compromissos é outra diferente do dólar, é feita utilizando-se a referida moeda estrangeira, e não o dólar, para que o *hedge* seja eficiente.

A Política de *Hedge* da Companhia para câmbio e taxa de juros compreende a contratação de operações em prazos definidos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros, considerando aspectos de liquidez do mercado, preço relativo dos ativos e concentração do serviço da dívida.

A estratégia consiste na realização de operações de proteção para um prazo máximo de 12 meses, considerando o cenário econômico adotado pela Companhia e utilizado pelo orçamento. Este cenário contém projeções mensais de taxas de câmbio, juros e inflação.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**c. Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)**

A escolha do instrumento de *hedge* adequado se dá em função do menor custo e da oportunidade, dentre as alternativas oferecidas pelo mercado financeiro, conhecidas em processo de cotação a um número mínimo de três instituições financeiras. Em caso de escassez de crédito junto a instituições financeiras, a alternativa de *hedge* diretamente na BM&F é considerada.

São consideradas, também, na escolha as implicações tributárias das operações propostas, valendo-se de um planejamento tributário capaz de apontar a alternativa mais econômica e a oportunidade de eventuais créditos fiscais. Exemplo disso é a contratação de operações a termo de moeda, ou NDF, em que o ajuste positivo pode ser deduzido de créditos fiscais. Outro exemplo é a incidência de PIS/COFINS sobre as receitas obtidas com o *hedge* e que não é compensado com eventuais perdas.

São considerados como referência instrumentos como contratos futuros, operações a termo, opções, *swaps*, operações de *hedge* com caixa, *hedge* natural, a menos que um derivativo sugerido por alguma instituição financeira apresente vantagem competitiva e seja validado pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros.

Ressalta-se que a Companhia possui 69 clientes exportadores, que têm parte de suas receitas denominadas em dólar e gostariam de estar adquirindo o insumo básico que é a energia na mesma moeda de sua receita. Dessa forma, a despeito de eventuais restrições legais para se estabelecer contratos indexados em moeda estrangeira, atenção especial deve ser dada a essa alternativa de *hedge* natural, uma vez que ela não só atende à expectativa de proteção cambial da Companhia, como também é de interesse do cliente. Essa prática pode se traduzir, inclusive, em vantagem competitiva para a Companhia no seu esforço de ampliação do mercado além das fronteiras de Minas Gerais.

d. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Os limites de exposição da empresa à volatilidade dos ativos depende do grau de disposição da administração em correr riscos. A Companhia adota uma posição muito conservadora, evitando exposições em seu balanço, principalmente no que se refere a variação cambial.

A autonomia da Gerência de Tesouraria para a contratação de operações de *hedge* está limitada ao volume de exposição em dólar pelo período de 12 meses. A Tesouraria não assume posições em derivativos.

A Política de Aplicações Financeiras é bastante restritiva, tanto na exposição a risco de mercado quanto na exposição em risco de crédito. Todo o disponível está aplicado a taxas vinculadas ao CDI, sendo que 95% em taxas pós-fixadas e 5% em taxas pré-fixadas. Todas as operações têm prazos inferiores a um ano.

e. Se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

Não adotamos instrumentos financeiros com objetos diversos de proteção patrimonial.

f. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A Companhia tem estruturado, desde 2003, sua gestão corporativa de riscos. Os esforços iniciaram-se através da criação do Núcleo de Gerenciamento de Riscos Corporativos e posteriormente, em 2007, a Gerência de Gestão de Riscos Corporativos, que tem como objetivos: propor políticas de risco, sugerindo priorização para análise dos riscos críticos; avaliar e monitorar o apetite de risco da Companhia, os níveis de exposição de risco, a matriz de risco e os mecanismos de mitigação; buscar o alinhamento com o Planejamento Estratégico da Empresa, promovendo a melhoria contínua da cultura de riscos e controles estratégicos da Companhia.

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

Com o objetivo principal de coordenar o funcionamento do Processo de Gerenciamento de Riscos da Empresa, o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos foi criado para: (i) identificar e acompanhar os fatores básicos de riscos (*risk drivers*), estabelecendo mecanismos apropriados para este acompanhamento; (ii) promover discussões através de decisões calculadas (custo x benefício) entre tratar ou assumir um risco; (iii) promover discussões através de decisões acordadas sobre os planos de ação mitigadores a serem executados; (iv) revisar e aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos da Empresa.

Com o objetivo principal de acompanhar e orientar a política de gerenciamento de riscos financeiros da Empresa, a Companhia possui um Comitê de Gestão de Riscos Financeiros, o qual foi criado: (i) para monitorar os riscos financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros que afetam suas transações financeiras, e as quais poderiam afetar negativamente a liquidez e lucratividade da Companhia; e (ii) para implementar diretrizes para operação pró-ativa relativa ao ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação. O Comitê reúne-se mensalmente ou em qualquer momento em que seja convocado.

A Gerência de Tesouraria, bem como o Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros e a área de planejamento (sistemática de orçamentação), contam com uma assessoria externa para a elaboração de cenários macroeconômicos de referência capazes de subsidiar as tomadas de decisão.

Mensalmente, a Gerência de Tesouraria apresenta ao Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros um relatório das operações efetuadas, explicando as justificativas para as contratações. É levado também o resultado das liquidações ocorridas de operações passadas, de forma a se avaliar o que foi bem sucedido e os resultados que apontaram para a necessidade de melhoria no processo.

g. Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

À Auditoria é reservado o papel de verificação do cumprimento das diretrizes emanadas do Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros e constantes da Política de *Hedge* da Companhia para Câmbio e Taxa de Juros.

Atenção especial deverá ser dada para a observância dos limites e das alçadas para contratação, bem como para o alinhamento das operações contratadas com os cenários validados pela Diretoria e com a estratégia definida.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

A grande concentração da dívida no CDI (58% do total em 2010, 72% em 2009 e 70% em 2008) decorreu do movimento de refinanciamento da dívida a partir de 2002, em que foi bastante utilizado o crédito bancário, e das emissões de títulos e valores mobiliários (debêntures) que se seguiram, em que uma demanda expressiva tem sido alocada em papéis referenciados à taxa de juros local. Registra-se a redução da concentração da dívida em CDI de 2009 para 2010, fruto da emissão de debêntures pela Cemig GT, com uma série de valor expressivo indexada ao IPCA.

A administração tem promovido a gestão da sua dívida com foco no alongamento do prazo, na limitação do endividamento aos níveis preconizados pelo Estatuto, na redução do custo financeiro e na preservação da capacidade de pagamento da Companhia, sem pressões no fluxo de caixa que possam sugerir risco de refinanciamento.

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

Não há outras informações para esse item que a Companhia julgue relevantes.

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

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores da Companhia são da opinião de que o ano de 2011 foi de grandes conquistas e vai entrar para a história da Companhia, que completa 60 anos em 2012. O grande volume de investimentos, com a aquisição de novas empresas, somado à valorização das ações, o pagamento expressivo de dividendos e a apresentação do maior lucro desde a sua fundação os permitem concluir que conseguiram agregar valor de forma extraordinária em 2011.

Nesse contexto, os Diretores da Companhia destacam o comportamento das ações. Em um ano marcado pelas incertezas no mercado internacional e de redução no crescimento interno, as ações preferenciais e ordinárias da Cemig tiveram valorização de 37,2% e 48,6%, respectivamente, em comparação a uma desvalorização do Ibovespa no mesmo período de 18,11%.

Além da valorização das nossas ações, os Diretores da Companhia apontam que foram pagos dividendos aos acionistas em um valor superior a R\$2 bilhões. Quando se soma ao pagamento de dividendos a valorização das ações, há um retorno aos acionistas em um percentual superior a 11%.

No que se refere aos resultados financeiros, os Diretores da Companhia sustentam que foi apresentado em 2011 o maior lucro da história da Companhia, de R\$2,4 bilhões, e uma geração de caixa, medida pelo Lajida, de R\$ 5,4 bilhões, dentro das projeções financeiras da Companhia divulgadas aos acionistas no encontro anual, no mês de maio, em Belo Horizonte.

Os Diretores da Companhia também destacam os investimentos em 2011: foi feita uma aquisição relevante no setor de transmissão, de R\$1,1 bilhão, referente à participação acionária em ativos do Grupo Abengoa. Com essa aquisição, a Companhia se consolidou como o 3º maior grupo de transmissão do Brasil, com participação direta e indireta de 12,9% no mercado de transmissão em todo o País.

No setor de geração, foi adquirida uma participação de 9,7% na Usina de Belo Monte, a maior usina em construção no País, com capacidade instalada de 11.233 MW. Somada a participação de 10,0% na Usina de Santo Antônio, os Diretores da Companhia afirmam que a Companhia está atuando de forma significativa na região amazônica, a nova fronteira dos grandes projetos hidrelétricos brasileiros. Essas participações confirmam o compromisso da Cemig em priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética.

Também foi aumentada a participação na Light S.A. ("Light"). A Companhia começou o ano com 26,1% de participação direta ou através de empresas controladas e terminou o ano com 32,5%, um investimento estratégico no setor de distribuição no Rio de Janeiro, uma das sedes da Copa do Mundo e sede das Olimpíadas de 2016, o que consolida a Cemig como o maior grupo de distribuição de energia do Brasil. Destaca-se a aquisição de participação da Light na Renova Energia, primeira e única empresa dedicada a geração de energia alternativa listada na BM&FBovespa. Os investimentos não ocorreram somente através de aquisições, vale também destacar a Cemig Distribuição S.A. ("Cemig Distribuição"), que investiu em 2011 o valor de R\$1,2 bilhão na sua rede de energia elétrica no Estado de Minas Gerais, melhorando a confiabilidade do sistema e expandindo a sua rede para atendimento aos seus mais de 7 milhões de consumidores.

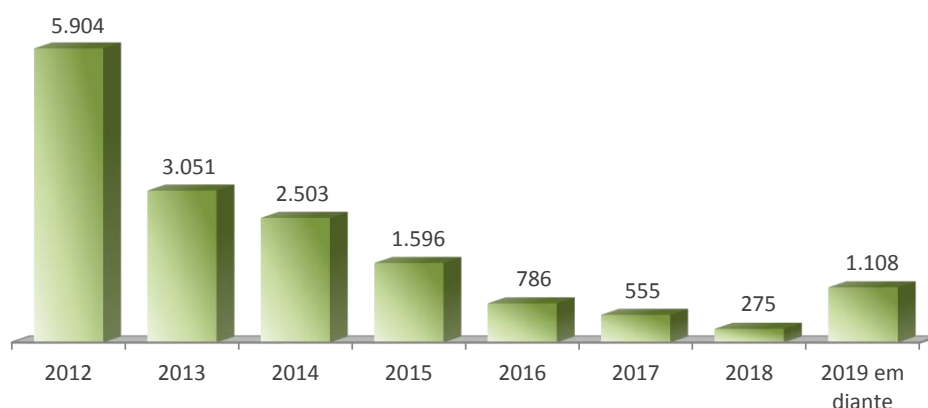
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os Diretores da Companhia sustentam que a liquidez da empresa é adequada, dada a posição de caixa no nível de R\$2.862 milhões em 31 de dezembro de 2011. O caixa montava R\$2.980 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$4.425 milhões em 31 de dezembro de 2009.

Os Diretores da Companhia entendem que a Companhia tem uma estrutura de capital equilibrada, representada, em 31 de dezembro de 2011, por um endividamento de R\$15,8 bilhões, sendo 50% deste montante representado por dívidas de curto prazo e 50% representado por dívidas de longo prazo. Essa concentração no curto prazo decorreu do reconhecimento de 12% da dívida (23% da dívida da Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Cemig Geração e Transmissão”)) no passivo circulante, por não se ter obtido, antes do encerramento das Demonstrações Contábeis, o consentimento formal (“*waiver*”) de que os credores não irão exercer os direitos de exigirem o pagamento, imediato ou antecipado, da dívida em função da quebra de covenant ocorrida (*waiver* foi obtido em 14 de março de 2012). Em 31 de dezembro de 2010, a estrutura de capital da Companhia contemplava um endividamento de aproximadamente R\$13,2 bilhões, sendo 17% deste montante representado por dívidas de curto prazo e 83% representado por dívidas de longo prazo. Já em 31 de dezembro de 2009, havia um endividamento de aproximadamente R\$ 11,3 bilhões, sendo 38% deste montante representado por dívidas de curto prazo e 62% representado por dívidas de longo prazo. Em vista disso, o endividamento da Companhia tem prazo compatível com a sua expectativa de geração de caixa, o que confere à Companhia liquidez e flexibilidade operacional.

O endividamento da Companhia, em 31 de dezembro de 2011, tem seu cronograma de amortizações satisfatoriamente escalonado ao longo dos anos, com prazo médio de 3,1 anos, embora haja uma concentração de dívida vencendo em 2013, conforme gráfico abaixo, embora haja uma concentração de dívida vencendo em 2012, conforme gráfico abaixo, que foi parcialmente refinanciada, em março de 2012, com uma operação de longo prazo envolvendo o mercado de capitais local. Nos demais anos, os pagamentos são de até R\$2.900 milhões, aproximadamente, refletindo o esforço empreendido pela Companhia no alongamento do perfil da sua dívida.

Cronograma de Amortizações da Dívida
Posicionamento em Dezembro/2011 (R\$ milhões)



O custo médio da dívida da Companhia tem se mantido em níveis adequados ao longo dos anos (7,21% ao ano, a preços constantes, em 31 de dezembro de 2011, e 6,76% ao ano, em 31 de dezembro de 2010), reflexo da concentração da dívida em contratos indexados em taxa de juros DI – Depósito Interfinanceiro (“CDI”). Em 31 de dezembro de 2011, os principais indexadores das dívidas da Companhia são: CDI (59% do total), IPCA (14% do total) e URTJ (13% do total). A análise dos indicadores da tabela abaixo aponta para a qualidade de crédito satisfatória da Companhia, destacada pela posição bastante confortável em relação aos parâmetros usualmente praticados no mercado financeiro para os indicadores ali referidos:

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

	2011	31 de dezembro de	
		2010	2009
EBITDA / Juros	4,08	4,22	5,05
Dívida Líquida / EBITDA	2,41	2,26	1,70
Dívida Líquida / (Patrimônio Líquido + Dívida Líquida)	52%	47%	40%

Fonte: Companhia

b. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

O padrão de financiamento das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela alavancagem medida pela relação entre o endividamento e a capitalização (Patrimônio Líquido mais dívida líquida). O Patrimônio Líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2011 era de R\$11.745 milhões, enquanto a dívida líquida era de R\$12.917 milhões. Já em 31 de dezembro de 2010, era de R\$11.476 milhões e de R\$10.247 milhões, respectivamente, e em 31 de dezembro de 2009 era de R\$11.166 milhões e de R\$6.868 milhões, respectivamente. Os Diretores da Companhia entendem que a relação dívida líquida/(patrimônio líquido mais dívida líquida) tem se situado em níveis adequados, sendo 52% em 31 de dezembro de 2011, 47% em 31 de dezembro de 2010 e 40% em 31 de dezembro de 2009.

- i) hipóteses de resgate;
- ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Não há possibilidade de resgate de ações de emissão da Companhia, além das legalmente previstas.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Diretores da Companhia destacam a capacidade de geração de caixa da Companhia. Até 31 de dezembro de 2011, foram gerados pelas atividades operacionais o expressivo montante de R\$3.898 milhões de disponibilidades. Em 2010, foram gerados R\$3.376 milhões de disponibilidades, enquanto que em 2009 foram gerados R\$2.570 milhões.

O caixa da Companhia era de R\$2.862 milhões em 31 de dezembro de 2011, R\$2.980 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$4.425 milhões em 31 de dezembro de 2009.

Por outro lado, a dívida líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2011 era de R\$12.917 milhões, em 31 de dezembro de 2010 era de R\$10.247 milhões e em 31 de dezembro de 2009 a dívida líquida era de R\$6.868 milhões. O indicador de 2011 indica que cerca de 2,5 anos de geração de caixa operacional (EBITDA) seriam suficientes para quitar o saldo devedor e os indicadores de 2010 e 2009 indicam que cerca de dois anos de geração de caixa operacional (EBITDA) seriam suficientes para quitar o saldo devedor. Tais índices trazem conforto para a Administração e para os investidores em relação à capacidade da Companhia de honrar os seus compromissos financeiros.

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

Os Diretores da Companhia entendem que a dívida total está perfeitamente escalonada ao longo dos anos, embora haja uma concentração de dívida vencendo em 2012, o que não representa risco de refinanciamento. Há que se destacar que a Companhia tem sido bem sucedida em acessar o mercado de capitais, seja para financiar seus investimentos ou para refinar sua dívida. Exemplo disso foram as seguintes emissões de títulos:

Pela Cemig Distribuição:

- 1ª emissão de debêntures simples, em 01/06/2006, no valor de R\$250,5 milhões destinados à permuta da 1ª emissão de debêntures da CEMIG;
- 1ª emissão Notas Promissórias, em 27/07/2006, no valor de R\$300 milhões destinados à recomposição de caixa referente às dívidas vencidas desde janeiro/2006 e o pagamento de dívidas vincendas no restante do ano;
- 2ª emissão Notas Promissórias, em 02/01/2007, no valor de R\$200 milhões destinados a recomposição do caixa da Companhia utilizado nos pagamentos de dívidas ocorridos a partir de agosto/2006 até o recebimento dos recursos e ao pagamento das dívidas vincendas até o final do ano;
- 3ª emissão Notas Promissórias, em 12/06/2007, no valor de R\$400 milhões destinados para (i) recomposição do caixa utilizado nos pagamentos de principal de dívidas da Companhia, pagamentos estes ocorridos entre janeiro de 2007 e a data da liberação dos recursos, estimados em R\$297 milhões, dos quais se destaca o pagamento do principal da 2ª Emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$200 milhões; e (ii) pagamento de principal das dívidas vincendas até o final do ano, limitado a R\$103 milhões;
- 2ª emissão de debêntures simples, em 12/12/2007, no valor de R\$400 milhões destinados ao pagamento parcial do saldo devedor remanescente das notas promissórias emitidas no âmbito da 3ª emissão pública de notas promissórias da Companhia;
- 4ª emissão Notas Promissórias, em 28/12/2011, no valor de R\$100 milhões destinados à reforço de capital de giro.

Pela Cemig Geração e Transmissão:

- 1ª emissão Notas Promissórias, em 26/07/2006, no valor de R\$900 milhões destinados à recomposição de caixa referente às dívidas vencidas desde janeiro/2006 e o pagamento de dívidas vincendas no restante do ano, sendo tais dívidas referentes a dívidas com bancos, com a Eletrobras e com a Fundação Forluminas, bem como ao resgate parcial da 2ª série da 1ª emissão de debêntures da CEMIG;
- 1ª emissão de debêntures simples, em 01/11/2006, no valor de R\$294,7 milhões destinados à permuta da 1ª emissão de debêntures da CEMIG;
- 2ª emissão Notas Promissórias, em 21/12/2007, no valor de R\$200 milhões destinados a recomposição de caixa utilizado nos pagamentos de principal da dívida da Companhia ocorridos desde janeiro de 2007 e das dívidas vincendas até o final do ano, sendo tais dívidas referentes a dívidas com bancos e com a Eletrobras;
- 3ª emissão Notas Promissórias, em 30/10/2009, no valor de R\$2.700 milhões destinados para aportes de capital, recomposição de caixa e investimentos;
- 2ª emissão de debêntures simples, em 15/01/2010, no valor de R\$2.700 milhões destinados à rolagem da 3ª emissão de Notas Promissórias;
- 4ª emissão Notas Promissórias, em 13/01/2012, no valor de R\$1.000 milhões destinados à rolagem da 1ª série da 2ª emissão de debêntures simples da Companhia;

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

- 3ª emissão de debêntures simples, em 15/02/2012, no valor de R\$1.350 milhões, destinados ao pré-pagamento da 4ª emissão de Notas Promissórias e ao reforço de capital de giro.

O passivo circulante era de R\$12.169 milhões em 31 de dezembro de 2011, R\$6.403 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$10.280 milhões em 31 de dezembro de 2009. As principais obrigações referem-se aos empréstimos, financiamentos, fornecedores, impostos, dividendos e encargos regulatórios.

Dessa forma, os Diretores da Companhia consideram que a Companhia tem alta capacidade de pagamento em relação aos seus compromissos financeiros, mantendo o seu histórico de cumprir fielmente os seus compromissos financeiros assumidos com fornecedores, governo, acionistas e empregados e também garantir os seus investimentos e aquisições futuras.

d. Fontes de Financiamento para Capital de Giro e para Investimentos em Ativos Não-circulantes Utilizadas

Ao final do ano, como forma de recompor o caixa em função de investimentos realizados ao longo de 2011 e buscando assegurar recursos de financiamento para viabilizar uma aquisição de ativos prevista para o primeiro semestre de 2012, a Cemig emitiu Notas Promissórias no valor de R\$1 bilhão com prazo de 360 dias, confirmando a receptividade de que a empresa desfruta no mercado de capitais local.

A Cemig D também recorreu ao mercado de capitais ao final de 2011, emitindo R\$100 milhões em Notas Promissórias para reforço de capital de giro. Ao longo do ano, foram captados outros R\$410 milhões em empréstimos e mais R\$116 milhões em financiamentos da Eletrobras para o Programa Reluz, Programa Cresce Minas e Programa Luz para Todos. Além disso, a empresa contou com R\$291 milhões em recursos a fundo perdido no âmbito do Programa Luz para Todos (recursos da CDE e do Estado de Minas Gerais) e de subvenção econômica relacionada com a política tarifária aplicável a consumidores de baixa renda com os recursos da CODEMIG para o Centro Administrativo.

A Cemig Geração e Transmissão, por outro lado, valeu-se de sua confortável posição de caixa para pagar o seu serviço de dívida, num montante de R\$1.219 milhões (sendo R\$689 milhões de principal), sem, praticamente, recorrer a novas captações, como forma de otimizar sua alavancagem. Porém, numa visão consolidada, o endividamento da empresa foi afetado pelos financiamentos contratados pelas suas subsidiárias para custear os investimentos em geração, principalmente na UHE Santo Antônio e UHE Belo Monte, e em transmissão, destacando-se a emissão de Notas Promissórias da TAESA, no valor de R\$1,17 bilhão (afetando o endividamento da Cemig Geração e Transmissão em R\$663 milhões), para a aquisição dos ativos da Abengoa.

Em 2010, foram captados R\$904 milhões na Cemig Distribuição, sendo R\$370 milhões através de operações de empréstimo garantido por duplicatas de venda de energia, R\$279 milhões através de rolagem de dívidas bancárias, R\$66 milhões através de financiamentos da Eletrobras para o Programa Reluz, Programa Cresce Minas e Programa Luz para Todos e R\$189 milhões por meio de recursos a fundo perdido no âmbito do Programa Luz para Todos (recursos da CDE), dos convênios para o Polo de Citricultura e o Planoroeste e da subvenção econômica relacionada com a política tarifária aplicável a consumidores de baixa renda.

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

Foram captados pela Cemig Geração e Transmissão individualmente, não considerando a consolidação de dados, R\$2.949 milhões, sendo R\$2.700 milhões através de uma emissão de debêntures para a quitação das notas promissórias de mesmo valor utilizadas na aquisição das ações da Terna Participações S.A. e outros investimentos, R\$242 milhões através de rolagem de dívidas bancárias e R\$7 milhões através de contratos celebrados com a FINEP para a realização de estudos de inventário de usinas. Para uma visão consolidada da Cemig Geração e Transmissão, vale registrar a contratação de cerca de R\$1.061 milhões em financiamentos por parte de suas controladas e coligadas (valor proporcional à participação acionária da Cemig Geração e Transmissão).

Além disso, a CEMIG, empresa holding, captou junto ao mercado de capitais um montante de R\$350 milhões através de sua 3ª emissão de notas promissórias, com prazo de 360 dias, utilizando os recursos para a recomposição de seu caixa ao final do ano.

Em 2009, foram captados R\$119 milhões na Cemig Distribuição, sendo R\$91 milhões através de operações de rolagem de dívidas bancárias, no âmbito da Resolução 2827 do BACEN, e R\$28 milhões através de financiamentos da Eletrobras, para o Programa Reluz. Além disso, foram prorrogados vencimentos de dívidas, no montante de R\$56 milhões, através de aditivos a contratos existentes.

Na Cemig Geração e Transmissão, foram captados individualmente, R\$3.494 milhões, sendo R\$ 663 milhões através de operações de rolagem de dívidas bancárias, R\$130 milhões através de contratos celebrados com o BNDES e com a FINEP, para investimento na UHE Baguari e a realização de estudos de inventário de usinas, respectivamente, e R\$ 2.700 milhões através da emissão de Notas Promissórias, para utilização dos recursos na aquisição das ações da Terna Participações S.A. e outros investimentos. Além disso, foram prorrogados vencimentos de dívidas, no montante de R\$63 milhões, através de aditivos a contratos existentes.

e. Fontes de Financiamento para Capital de Giro e para Investimentos em Ativos Não-circulantes que Pretende Utilizar para Cobertura de deficiências de Liquidez

Deve-se atentar para o fato de ser a Companhia uma subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (“CEMIG”), uma sociedade de economia mista com participação majoritária do Estado de Minas Gerais e, portanto, estar sujeita às regras de contingenciamento de crédito ao setor público.

Desde 1989, na tentativa de conter o endividamento público, o Governo Federal tem legislado no sentido de impedir as instituições financeiras de conceder crédito às empresas públicas além de determinado limite. Na prática, são poucas as alternativas de captação de recursos no mercado bancário.

Com base nas exceções da Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, do Banco Central do Brasil, restam à Companhia as seguintes opções de captação:

- Empréstimos de bancos federais para a rolagem de dívida;
- Emissão de títulos nos mercados nacional e internacional (debêntures, *commercial papers*, *eurobonds*, quotas de fundos de recebíveis);

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

- Financiamento para importação;
- Financiamento de agências multilaterais;
- Financiamentos de órgãos de fomento; e
- Empréstimos bancários garantidos por duplicatas de venda mercantil.

Diretrizes para a captação de recursos de terceiros

Os Diretores da Companhia entendem que a importância dos empréstimos/financiamentos para a estrutura de capital da Companhia reside nos efeitos diretos da alavancagem financeira, que tende a maximizar o retorno do capital próprio. Devido à possibilidade de se deduzir os juros para fins fiscais, o empréstimo/financiamento é bastante desejável na estrutura de capital da Companhia, reduzindo o custo do capital. Além disso, permite à Companhia acessar uma seleção maior de alternativas de investimento aceitáveis.

O processo de captação de recursos de terceiros, pela relevância que tem para a maximização da riqueza do acionista e pelo impacto direto na estrutura de capital da Companhia e na sua saúde financeira, se pauta por uma série de diretrizes capazes de preservar a qualidade de crédito da Companhia.

Nesse sentido, observam-se as seguintes orientações:

- *Aproveitar as condições favoráveis de mercado.* Momentos de grande liquidez nos mercados de dívida, que oferecem recursos abundantes e mais baratos, devem ser aproveitados para alavancar a expansão das atividades da Companhia, viabilizando um número maior de projetos com retornos atrativos.
- *Manter alongado o cronograma de amortização da dívida.* Deve ser evitada a concentração de dívida vencendo no curto prazo, pois representa pressão no fluxo de caixa da Companhia, comprometendo a disponibilização de recursos para investimento. Deve-se buscar um cronograma de amortizações regular no longo prazo. Entretanto, o prazo mais longo possível pode não ser o ideal em certas situações, por estar, eventualmente, associado a um custo financeiro maior.
- *Reduzir o custo financeiro.* Deve-se buscar sempre a redução do custo médio da dívida, pois ela é parte fundamental, ao lado da expectativa de retorno do acionista, do custo médio ponderado do capital da Companhia, que é a referência mínima de retorno dos investimentos candidatos a serem implementados;
- *Otimizar a exposição à moeda estrangeira.* Deve-se buscar a otimização da composição da dívida em relação aos indexadores dos ativos da Companhia. A CEMIG, por ter sua remuneração tarifária basicamente atrelada ao IGP-M, deve depositar nesse indexador a maior fatia da composição da dívida. Entretanto, o mercado de dívida internacional é o de maior liquidez e recursos em moeda estrangeira são bem-vindos, desde que a parcela que não contar com a proteção de *hedge* não represente risco financeiro material para a Companhia.
- *Manter coerência com o Plano Diretor da CEMIG.* A CEMIG tem em seu Estatuto Social a expressa obrigação de manter determinados indicadores financeiros limitados a números que denotam a sua saúde financeira. Tais

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

limites foram definidos no bojo do Plano Diretor da CEMIG, como forma de se garantir aos acionistas que os investimentos para a expansão da companhia serão realizados preservando-se a sua sustentabilidade. Tais limites são: Dívida / EBITDA menor ou igual a 2 e Dívida Líquida / (Patrimônio Líquido + Dívida Líquida) menor ou igual a 40%, entre outros. A Companhia contribui para a manutenção dos indicadores dentro dos limites.

- *Manter aderência aos parâmetros de qualidade de crédito do órgão regulador, das agências de rating e dos credores.* Os Diretores da Companhia entendem que as percepções de risco do mercado são importantes pois definem parâmetros para atestar a qualidade de crédito da Companhia e balizar a sua decisão de taxa de juros a ser requerida na concessão do empréstimo/financiamento. Muitas vezes, os contratos de empréstimo/financiamento preveem cláusulas restritivas impostas pelos credores, que buscam sua proteção, garantindo-lhe o direito de romper o acordo de crédito e requerer o reembolso imediato dos recursos quando a posição financeira da Companhia parecer estar se enfraquecendo. Deve-se, então, preservar a qualidade de crédito da Companhia em níveis que denotem “grau de investimento”, ou seja, investimento de baixo risco, para se beneficiar de custos financeiros compatíveis com a rentabilidade do negócio. A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), órgão regulador das atividades da Companhia, também define uma estrutura ótima de capital para fins de remuneração de base de ativos regulatórios da transmissão.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Em 31 de dezembro de 2011, o saldo devedor consolidado da Companhia, com relação aos contratos financeiros, era de R\$15,8 bilhões, sendo R\$12,9 bilhões a dívida líquida. Já em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor consolidado da Companhia, com relação aos contratos financeiros, era de R\$13,2 bilhões, sendo R\$10,2 bilhões a dívida líquida, e em 31 de dezembro de 2009, o saldo devedor consolidado da Companhia, com relação aos contratos financeiros, era de R\$ 11,3 bilhões, sendo R\$6,9 bilhões a dívida líquida.

A análise dos indicadores da tabela abaixo aponta para a qualidade de crédito satisfatória da Companhia, sendo que a elevação do endividamento de 2009 para 2010 deveu-se ao financiamento do processo de aquisição de ativos:

	2011	31 de dezembro de	
		2010	2009
Endividamento do Patrimônio Líquido	2,18	1,92	1,71
Dívida Líquida / EBITDA	2,41	2,26	1,70
Dívida Líquida / (Patrimônio Líquido + Dívida Líquida)	52%	47%	40%

Fonte: Companhia

i. Contratos de Empréstimo e Financiamento Relevantes

A Companhia celebrou diversos contratos financeiros com diferentes instituições para o financiamento de seus projetos de expansão, ampliação de suas atividades e a rolagem de sua dívida.

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

Segue abaixo tabela contendo um resumo dos principais contratos consolidados pela Companhia, em 31 de dezembro de 2011 (valores expressos em R\$ mil):

FINANCIADORES	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moedas	Consolidado		
				2011		
				Circulante	Não Circulante	Total
MOEDA ESTRANGEIRA						
ABN AMRO Real S.A. (3)	2013	6	US\$	23.541	23.448	46.989
Banco do Brasil –A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US\$	7.481	27.345	34.826
BNP Paribas	2012	5,89	EURO	1.387	-	1.387
KfW	2016	4,50	EURO	1.606	6.422	8.028
Tesouro Nacional (10)	2024	Diversas	US\$	3.670	13.223	16.893
Banco Inter Americano del Desarrollo (7)	2026	2,12	US\$	1.448	34.081	35.529
BNP 36 MM - Euros	2014	0,04	Eur	217	27.665	27.882
Merril Lynch - Us\$ 50 MM	2016	0,03	Us\$	112	30.458	30.570
BID (16)	2022	Libor + Spread 1,7 a 2,2%aa	BID (16)	2.969	49.933	52.902
BID (16)	2023	Libor + Spread 1,5 a 1,88%aa	BID (16)	7.061	85.500	92.561
Outros	2019	Diversas	Diversas	8.034	3.306	11.340
Dívida em Moeda Estrangeira				57.526	301.381	358.907
MOEDA NACIONAL						
Banco do Brasil S.A.	2012	109,80 do CDI	R\$	591.951	-	591.951
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	29.525	27.319	56.844
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	10.566	126.000	136.566
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	1.024.881	200.000	1.224.881
Banco do Brasil S.A.	2013	10,83	R\$	(4.576)	711.372	706.796
Banco do Brasil S.A.	2014	98,5%do CDI	R\$	(2.603)	439.240	436.637
Banco do Brasil S.A.	2012	106,00 do CDI	R\$	99.779	-	99.779
Banco Itaú – BBA S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	123.331	35.506	158.837
Banco Itaú – BBA S.A	2014	CDI + 1,70	R\$	1.219	1.736	2.955
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	28.086	25.329	53.415
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	8.027	103.651	111.678
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70	R\$	640	910	1.550
Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	103.868	94.313	198.181
Bradesco S.A.	2012	106,00 do CDI	R\$	990.142	-	990.142
Debêntures (6)	2014	IGP-M + 10,50	R\$	21.087	351.610	372.697
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (6) (9)	2031	IGP-M	R\$	-	46.896	46.896
Debêntures (6)	2017	IPCA + 7,96	R\$	1.678	500.970	502.648
Debêntures (6)	2012	CDI+ 0,90	R\$	1.754.714	-	1.754.714
Debêntures (6)	2015	IPCA + 7,68	R\$	1.367.937	-	1.367.937
ELETROBRAS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.887	12.716	25.603
ELETROBRAS	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00	R\$	73.506	354.732	428.238
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	20.533	19.918	40.451
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	83.951	77.321	161.272
UNIBANCO S.A (2)	2013	CDI + 1,70	R\$	21.688	18.397	40.085
Itaú e Bradesco (4)	2015	CDI + 1,70	R\$	199.917	620.079	819.996
Banco do Brasil S.A. (8)	2020	TJLP + 2,55	R\$	2.732	20.036	22.768
UNIBANCO S.A (8)	2020	TJLP + 2,55	R\$	864	4.904	5.768
Debêntures I e IV (5) (6)	2015	TJLP + 4,00	R\$	6	16	22
Debêntures V (5) (6)	2014	CDI + 1,50	R\$	63.799	177.960	241.759
Debêntures VII (5) (6)	2016	CDI + 1,35	R\$	4.022	210.378	214.400
Debêntures LIGHT ENERGIA I (5) (6)	2016	CDI + 1,45	R\$	1.521	55.553	57.074
Debêntures LIGHT ENERGIA II (5) (6)	2019	1,18% do CDI	R\$	62	137.425	137.487
CCB Bradesco S.A (5)	2017	CDI + 0,85	R\$	28.042	121.778	149.820
ABN AMRO Real S.A. (5)	2014	CDI + 0,95	R\$	1.025	25.980	27.005
BNDES – (5)	2019	TJLP	R\$	52.508	319.221	371.729
DEBENTURES (6) (10)	2016	CDI+1,30%	R\$	3.161	10.120	13.281
DEBENTURES (6) (10)	2016	CDI+1,30%	R\$	20.992	67.156	88.148
DEBENTURES (6) (10)	2016	CDI+1,30%	R\$	39.787	127.248	167.035
DEBENTURES (6) (10)	2016	112,5% do CDI	R\$	6.920	28.204	35.124
BNDES (11)	2033	TJLP + 2,40	R\$	1.251	348.254	349.505
Debêntures (11)	2013	IPCA	R\$	135.450	71.644	207.094
BNDES – Repasse (11)	2033	TJLP	R\$	1.686	353.097	354.783
AMAZONIA - FNO	2031	10% a.a	R\$	92	54.715	54.807
BNDES – Principal Subcrédito A/B/C/D (10)	2015	Diversas	R\$	237	66.695	66.932
BNDES (12)	2024	TJLP +2,15	R\$	3.054	36.907	39.961
CEF S.A (13)	2022	TJLP + 3,50	R\$	6.941	57.843	64.784
CEF S.A (14)	2021	TJLP + 3,50	R\$	5.685	46.424	52.109
CEF S.A (15)	2022	TJLP + 3,50	R\$	9.294	85.973	95.267
BNDES (16)	2019	Diversas	R\$	35.000	175.744	210.744
Sindicato de Bancos (16)	2015	CDI + 0,90%	R\$	9.264	9.198	18.462
CEF S.A (16)	2016	117,5 do CDI	R\$	2.375	8.210	10.585
DEBENTURES (16)	2017	Diversas	R\$	17.855	814.379	832.234
NOTAS PROMISSORIAS (ITAU)	2012	Diversas	R\$	669.132	-	669.132
BNDES (17)	2016	TJLP + 3,12	R\$	27.551	103.674	131.225
BNDES (18) Cemig Telecom	2017	Diversas	R\$	9.111	42.861	51.972
BNDES	2028	URTJ+1,97	R\$	1.550	48.038	49.588

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

Outros	2025	Diversas	R\$	39.831	258.978	298.809
Dívida em Moeda Nacional				<u>7.763.534</u>	<u>7.656.628</u>	<u>15.420.162</u>
Total Geral Consolidado				<u>7.821.060</u>	<u>7.958.009</u>	<u>15.779.069</u>

- (1) As taxas de juros variam: 2,00 a 8,00 % ao ano; Libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88 % ao ano;
- (2) Empréstimo da controladora;
- (3) Foi contratado "swap" com troca de taxa. Seguem a taxa do empréstimo e financiamento considerando os swap: CDI + 1,50% a.a.;
- (4) Refere-se às quotas seniores dos fundos de direitos creditórios. Vide Nota Explicativa nº12 Demonstrações Contábeis consolidadas;
- (5) Empréstimos, financiamentos e debêntures da RME (Light) e PARATI;
- (6) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural;
- (7) Financiamento da Transchile;
- (8) Financiamento de Cachoeirão;
- (9) Contratos ajustados a valor presente, conforme alterações da Lei das Sociedades Anônimas, Lei 11.638/07;
- (10) Empréstimos e financiamentos consolidados do Grupo TBE;
- (11) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Madeira Energia;
- (12) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.;
- (13) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Morgado S.A.
- (14) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto PraiaS de Parajuru S.A.;
- (15) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto de VDR S.A.
- (16) Empréstimo realizado pela controlada Taesa;
- (17) Empréstimo e financiamento da Gasmig;
- (18) Empréstimo realizado pela Cemig Telecom Ativas;

Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor da CEMIG, numa visão consolidada (considerando a participação em controladas e coligadas), com relação aos contratos financeiros era de R\$13,2 bilhões. Segue abaixo tabela contendo um resumo dos principais contratos consolidados pela Companhia em 31 de dezembro de 2010 (valores expressos em R\$ mil):

FINANCIADORES	Venciment o Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moedas	2010		
				Circulante	Não Circulante	Total
MOEDA ESTRANGEIRA						
ABN AMRO Real S.A. (3)	2013	6	US\$	20.942	41.655	62.597
Banco do Brasil –A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US\$	8.797	42.238	51.035
BNP Paribas	2012	5,89	EURO	2.568	1.241	3.809
KfW	2016	4,5	EURO	1.470	7.347	8.817
Tesouro Nacional (10)	2024	Libor + Spread	US\$	3.451	15.963	19.414
Banco Inter Americano del Desarrollo (13)	2026	4,2	US\$	1.154	32.719	33.873
Outros	2025	Diversas	Diversas	8.273	3.449	11.722
Dívida em Moeda Estrangeira				46.655	144.612	191.267
MOEDA NACIONAL						
Banco do Brasil S.A.	2012	109,8 do CDI	R\$	305.523	582.000	887.523
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	30.425	54.638	85.063
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	9.276	126.000	135.276
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	23.789	1.200.000	1.223.789
Banco do Brasil S.A.	2013	10,83	R\$	36.953	593.541	630.494
Banco Itaú – BBA S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	84.620	150.432	235.052
Banco Itaú – BBA S.A	2014	CDI + 1,70	R\$	1.270	2.605	3.875
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	26.362	50.658	77.020
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	8.055	111.281	119.336
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70	R\$	1	1.365	1.366
Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	107.660	188.626	296.286
Bradesco S.A.	2011	105,50 do CDI	R\$	350.890	-	350.890
Debêntures (12)	2011	104,00 do CDI	R\$	243.038	-	243.038
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (12) (15)	2031	IGP-M	R\$	-	37.083	37.083
Debêntures (12)	2014	IGP-M + 10,50	R\$	20.198	334.440	354.638
Debêntures (12)	2017	IPCA + 7,96	R\$	1.720	470.613	472.333
Debêntures	2012	CDI + 0,90	R\$	160.042	1.565.932	1.725.974
Debêntures	2015	IPCA + 7,68	R\$	87.431	1.197.429	1.284.860
ELETROBRAS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.591	24.133	36.724
ELETROBRAS	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00	R\$	61.997	311.368	373.365
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	20.805	39.836	60.641
UNIBANCO S.A	2009	CDI + 2,98	R\$	-	-	-
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	86.236	154.643	240.879
UNIBANCO S.A (2)	2013	CDI + 1,70	R\$	22.709	36.794	59.503
Itaú e Bradesco (9)	2015	CDI + 1,70	R\$	172.138	718.379	890.517
Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais	2025	10	R\$	689	8.401	9.090
Banco do Brasil S.A. (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	2.732	22.768	25.500
UNIBANCO S.A (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	712	5.748	6.460
Debêntures I e IV (10)	2010/2015	TJLP + 4,00	R\$	5	17	22
Debêntures V (10)	2014	CDI + 1,50	R\$	20.740	189.547	210.287
Debêntures VI (10)	2011	115% do CDI	R\$	78.642	-	78.642

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

CCB Bradesco S.A. (10)	2017	CDI + 0,85	R\$	2.956	117.286	120.242
ABN AMRO Real S.A. (10)	2010	CDI + 0,95	R\$	690	20.851	21.541
Banco Itaú – BBA S.A (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	485	4.789	5.274
BNDES – FINEM (10)	2019	TJLP	R\$	34.386	155.300	189.686
Banco Regional do Desenvolvimento do Extremo (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	532	4.742	5.274
UNIBANCO S.A. (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	163	1.599	1.762
Unibanco S.A. (16)	2022	IGPM + 9,85	R\$	388	3049	3437
BNDES (17)	2033	TJLP + 2,40	R\$	-	262.420	262.420
Debêntures (17)	2013	IPCA	R\$	-	182.188	182.188
BNDES – Repasse (17)	2033	TJLP	R\$	-	316.159	316.159
BNDES – Principal Subcrédito A/B/C/D (16)	2022	Diversas	R\$	43.112	322.465	365.577
BNDES (18)	2024	TJLP + 2,50	R\$	2.758	39.361	42.119
CEF S.A (19)	2022	TJLP + 3,50	R\$	6.496	60.632	67.128
CEF S.A (20)	2021	TJLP + 3,50	R\$	5.327	48.830	54.157
CEF S.A (21)	2022	TJLP + 3,50	R\$	7.992	88.609	96.601
BNDES (22)	2018	Diversas	R\$	2.047	12.100	14.147
Sindicato de Bancos (22)	2010	CDI + 1,50	R\$	9.328	18.368	27.696
CEF S.A (22)	2016	117,5 do CDI	R\$	2.384	10.520	12.904
DEBENTURES(22)	2017	CDI+1,6	R\$	16.865	802.200	819.065
BNDES (24)	2016	TJLP + 3,12	R\$	27.657	130.716	158.373
BNDES (25) CEMIG TELECOM	2017	Diversas	R\$	786	47.753	48.539
Outros	2025	Diversas	R\$	14.310	51.098	65.408
Dívida em Moeda Nacional				2.155.911	10.879.312	13.035.223
Total Geral Consolidado				2.202.566	11.023.924	13.226.490

- (3)As taxas de juros variam: 2,00 a 8,00 % ao ano;
Libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88 % ao ano;
- (4)Empréstimo da controladora;
- (3) a (8)Foram contratados “swaps” com troca de taxa. Seguem as taxas dos empréstimos e financiamentos considerando os swaps: (3) CDI + 1,50% a.a.; (4) CDI + 2,12% a.a.; (5) 111,00% do CDI; (6) CDI + 2,98% a.a.; (7) e (8) CDI + 3,01% a.a.;
- (19)Refere-se às quotas seniores dos fundos de direitos creditórios.
- (20)Empréstimos, financiamentos e debêntures da RME (Light);
- (21)Empréstimos e financiamentos consolidados das empresas transmissoras adquiridas em agosto de 2006;
- (22)Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural.
- (23)Financiamento da Transchile.
- (24)Financiamento de Cachoeirão;
- (25)Contratos ajustados a valor presente, conforme alterações da Lei das Sociedades Anônimas, Lei 11.638/07;
- (26)Empréstimos e financiamentos consolidados do grupo TBE;
- (27)Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Madeira Energia;
- (28)Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.;
- (29)Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Morgado S.A.;
- (20)Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Parajuru S.A.;
- (21)Empréstimo realizado pela controlada em conjunto de VDR S.A.;
- (22)Empréstimo realizado pela controlada TAESA;
- (23)3ª Emissão de Nota Promissória da Cemig GT;
- (24)Empréstimo e financiamento da GASMIG;
- (25)Empréstimo realizado pela CEMIG TELECOM- ATIVAS;

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo devedor da CEMIG, numa visão consolidada (considerando a participação em controladas e coligadas), com relação aos contratos financeiros era de R\$11,3 bilhões. Segue abaixo tabela contendo um resumo dos principais contratos consolidados pela Companhia em 31 de dezembro de 2009 (valores expressos em R\$ mil):

FINANCIADORES	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moedas	Consolidado 2009		
				Circulante	Não Circulante	Total
MOEDA ESTRANGEIRA						
ABN AMRO Real S.A. (3)	2013	6,00	US\$	21.910	65.295	87.205
Banco do Brasil –A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US\$	9.286	57.489	66.775
BNP Paribas	2012	5,89	EURO	2.957	4.189	7.146
BNP Paribas	2010	Libor + 1,875	US\$	10.169	-	10.169
KFW	2016	4,50	EURO	1.654	9.923	11.577
Tesouro Nacional (10)	2024	Libor + Spread	US\$	1.820	11.190	13.010
Santander do Brasil S.A. (13)	2009	7,00	US\$	9.583	-	9.583
Banco do Brasil S.A. (13)	2009	8,66	US\$	2.429	-	2.429
Banco Inter Americano del Desarrollo (13)	2026	4,20	US\$	84	31.499	31.583
Outros	2025	Diversas	Diversas	7.678	4.111	11.789
Dívida em Moeda Estrangeira				67.570	183.696	251.266
MOEDA NACIONAL						
Banco Credit Suisse First Boston S.A.	2010	106,00 do CDI	R\$	75.156	-	75.156
Banco do Brasil S.A.	2012	110,00 do CDI	R\$	41.162	79.214	120.376
Banco do Brasil S.A.	2012	110,00 do CDI	R\$	261.674	502.786	764.460
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	30.809	81.958	112.767
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	7.978	126.000	133.978
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	19.007	1.200.000	1.219.007

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

Banco Itaú – BBA S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	85.811	225.648	311.459
Banco Itaú – BBA S.A	2014	CDI + 1,70	R\$	407	3.473	3.880
Banco Votorantim S.A.	2010	113,50 do CDI	R\$	54.427	-	54.427
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	26.473	75.987	102.460
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	5.247	118.912	124.159
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70	R\$	456	1.365	1.821
Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	109.349	282.940	392.289
Bradesco S.A. (23)	2010	113,00 do CDI	R\$	2.742.383	-	2.742.383
Debêntures (12)	2011	104,00 do CDI	R\$	3.365	238.816	242.181
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (12)	2031	IGP-M	R\$	-	37.053	37.053
Debêntures (12)	2014	IGP-M + 10,50	R\$	18.151	300.548	318.699
Debêntures (12)	2017	IPCA + 7,96	R\$	1.488	444.458	445.946
ELETROBRAS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.323	35.942	48.265
ELETROBRAS	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00	R\$	45.529	307.812	353.341
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	20.900	59.756	80.656
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	86.915	231.963	318.878
Banco do Nordeste do Brasil	2010	TR + 7,30	R\$	37.851	-	37.851
UNIBANCO S.A (2)	2013	CDI + 1,70	R\$	23.358	55.189	78.547
Itaú e Bradesco (9)	2015	CDI + 1,70	R\$	146.553	804.453	951.006
Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais	2025	10,00	R\$	692	9.039	9.731
Banco do Brasil S.A. (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	2.731	25.501	28.232
UNIBANCO S.A (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	715	6.437	7.152
Debêntures I e IV (10)	2010/2015	TJLP + 4,00	R\$	1.052	11	1.063
Debêntures V (10)	2014	CDI + 1,50	R\$	11.202	113.337	124.539
Debêntures VI (10)	2011	115% do CDI	R\$	311	38.579	38.890
CCB Bradesco S.A (10)	2017	CDI + 0,85	R\$	1.092	58.646	59.738
ABN AMRO Real S.A. (10)	2010	CDI + 0,95	R\$	10.765	-	10.765
Banco Itaú – BBA S.A (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	575	6.194	6.769
BNDES – FINEM (10)	2019	TJLP	R\$	11.003	60.551	71.554
Banco Regional do Desenvolvimento do	2022	TJLP + 4,55	R\$	571	6.138	6.709
UNIBANCO S.A (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	192	2.069	2.261
Unibanco S.A. (16)	2022	IGPM + 9,85	R\$	408	3.956	4.364
BNDES (17)	2033	TJLP + 2,40	R\$	-	134.660	134.660
Debêntures (17)	2013	IPCA	R\$	-	161.824	161.824
BNDES – Repasse	2033	TJLP	R\$	-	108.562	108.562
BNDES – Principal Subcrédito A/B/C/D (11)	2022	Diversas	R\$	44.489	229.424	273.913
BNDES (18)	2024	TJLP + 2,50	R\$	-	25.248	25.248
CEF S.A (19)	2022	TJLP + 3,50	R\$	4.789	59.381	64.170
CEF S.A (20)	2021	TJLP + 3,50	R\$	5.026	51.096	56.122
CEF S.A (21)	2022	TJLP + 3,50	R\$	6.541	82.416	88.957
BNDES (22)	2018	Diversas	R\$	35.169	268.664	303.833
Sindicato de Bancos (22)	2010	CDI + 1,50	R\$	180.472	-	180.472
BNDES (24)	2016	TJLP + 3,12	R\$	4.940	118.112	123.052
Outros	2025	Diversas	R\$	32.615	45.441	78.056
Divida em Moeda Nacional				4.212.122	6.829.559	11.041.681
Total Geral Consolidado				4.279.693	7.013.254	11.292.947

FINANCIADORES	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moedas	Consolidado 2009		
				Circulante	Não Circulante	Total
MOEDA ESTRANGEIRA						
ABN AMRO Real S.A. (3)	2013	6,00	US\$	21.910	65.295	87.205
ABN AMRO Real S.A. (4)	2009	6,35	US\$	-	-	-
Banco do Brasil –A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US\$	9.286	57.489	66.775
Banco do Brasil S.A. (5)	2009	3,90	JPY	-	-	-
BNP Paribas	2012	5,89	EURO	2.957	4.189	7.146
BNP Paribas	2010	Libor + 1,875	US\$	10.169	-	10.169
KFW	2016	4,50	EURO	1.654	9.923	11.577
UNIBANCO S.A (6)	2009	6,50	US\$	-	-	-
UNIBANCO S.A (7)	2009	5,50	US\$	-	-	-
UNIBANCO S.A (8)	2009	5,00	US\$	-	-	-
Tesouro Nacional (10)	2024	Libor + Spread	US\$	1.820	11.190	13.010
Santander do Brasil S.A. (13)	2009	7,00	US\$	9.583	-	9.583
Banco do Brasil S.A. (13)	2009	8,66	US\$	2.429	-	2.429
Banco Inter Americano del Desarrollo (13)	2026	4,20	US\$	84	31.499	31.583
Outros	2025	Diversas	Diversas	7.678	4.111	11.789
Dívida em Moeda Estrangeira				67.570	183.696	251.266

MOEDA NACIONAL						
Banco Credit Suisse First Boston S.A.	2010	106,00 do CDI	R\$	75.156	-	75.156
Banco do Brasil S.A.	2012	110,00 do CDI	R\$	41.162	79.214	120.376
Banco do Brasil S.A.	2012	110,00 do CDI	R\$	261.674	502.786	764.460
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	30.809	81.958	112.767
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	7.978	126.000	133.978
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	19.007	1.200.000	1.219.007
Banco Itaú – BBA S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	85.811	225.648	311.459
Banco Itaú – BBA S.A	2014	CDI + 1,70	R\$	407	3.473	3.880
Banco Votorantim S.A.	2010	113,50 do CDI	R\$	54.427	-	54.427
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	26.473	75.987	102.460
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	5.247	118.912	124.159
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70	R\$	456	1.365	1.821

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

Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	109.349	282.940	392.289
Bradesco S.A. (23)	2010	113,00 do CDI	R\$	2.742.383	-	2.742.383
Debêntures (12)	2009	CDI + 1,20	R\$	-	-	-
Debêntures (12)	2011	104,00 do CDI	R\$	3.365	238.816	242.181
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (12)	2031	IGP-M	R\$	-	37.053	37.053
Debêntures (12)	2014	IGP-M + 10,50	R\$	18.151	300.548	318.699
Debêntures (12)	2017	IPCA + 7,96	R\$	1.488	444.458	445.946
ELETRONBRAS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.323	35.942	48.265
ELETRONBRAS	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00	R\$	45.529	307.812	353.341
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	20.900	59.756	80.656
UNIBANCO S.A.	2009	CDI + 2,98	R\$	-	-	-
UNIBANCO S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	86.915	231.963	318.878
Banco do Nordeste do Brasil	2010	TR + 7,30	R\$	37.851	-	37.851
UNIBANCO S.A. (2)	2013	CDI + 1,70	R\$	23.358	55.189	78.547
Itaú e Bradesco (9)	2015	CDI + 1,70	R\$	146.553	804.453	951.006
Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais	2025	10,00	R\$	692	9.039	9.731
Banco do Brasil S.A. (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	2.731	25.501	28.232
UNIBANCO S.A. (14)	2020	TJLP + 2,55	R\$	715	6.437	7.152
Debêntures I e IV (10)	2010/2015	TJLP + 4,00	R\$	1.052	11	1.063
Debêntures V (10)	2014	CDI + 1,50	R\$	11.202	113.337	124.539
Debêntures VI (10)	2011	115% do CDI	R\$	311	38.579	38.890
CCB Bradesco S.A. (10)	2017	CDI + 0,85	R\$	1.092	58.646	59.738
ABN AMRO Real S.A. (10)	2010	CDI + 0,95	R\$	10.765	-	10.765
Banco Itaú – BBA S.A. (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	575	6.194	6.769
BNDES – FINEM (10)	2019	TJLP	R\$	11.003	60.551	71.554
Banco Regional do Desenvolvimento do	2022	TJLP + 4,55	R\$	571	6.138	6.709
UNIBANCO S.A. (16)	2022	TJLP + 4,55	R\$	192	2.069	2.261
Unibanco S.A. (16)	2022	IGPM + 9,85	R\$	408	3.956	4.364
BNDES (17)	2033	TJLP + 2,40	R\$	-	134.660	134.660
Debêntures (17)	2013	IPCA	R\$	-	161.824	161.824
BNDES – Repasse	2033	TJLP	R\$	-	108.562	108.562
BNDES – Principal Subcrédito A/B/C/D (11)	2022	Diversas	R\$	44.489	229.424	273.913
BNDES (18)	2024	TJLP + 2,50	R\$	-	25.248	25.248
CEF S.A. (19)	2022	TJLP + 3,50	R\$	4.789	59.381	64.170
CEF S.A. (20)	2021	TJLP + 3,50	R\$	5.026	51.096	56.122
CEF S.A. (21)	2022	TJLP + 3,50	R\$	6.541	82.416	88.957
BNDES (22)	2018	Diversas	R\$	35.169	268.664	303.833
Sindicato de Bancos (22)	2010	CDI + 1,50	R\$	180.472	-	180.472
BNDES (24)	2016	TJLP + 3,12	R\$	4.940	118.112	123.052
Outros	2025	Diversas	R\$	32.615	45.441	78.056
Dívida em Moeda Nacional				4.212.122	6.829.559	11.041.681
Total Geral Consolidado				4.279.693	7.013.254	11.292.947

(1) As taxas de juros variam: 2,00 a 8,00 % ao ano;
libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88 % ao ano;

(2) Empréstimo da controladora;

(3) a (8) Foram contratados “swaps” com troca de taxa. Seguem as taxas dos empréstimos e financiamentos considerando os swaps: (3) CDI + 1,50% a.a.; (4) CDI + 2,12% a.a.; (5) 111,00% do CDI; (6) CDI + 2,98% a.a.; (7) e (8) CDI + 3,01% a.a.;

(9) Refere-se às quotas seniores dos fundos de direitos creditórios.

(10) Empréstimos, financiamentos e debêntures da Light;

(11) Empréstimos e financiamentos consolidados das empresas transmissoras do grupo TBE;

(12) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural;

(13) Financiamento da Transchile;

(14) Financiamento de Cachoeirão;

(15) Contratos ajustados a valor presente, conforme alterações da Lei das Sociedades Anônimas, Lei 11.638/07;

(16) Empréstimos e financiamentos consolidados da Lumitrans, subsidiária da EATE;

(17) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Madeira Energia;

(18) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.;

(19) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Morgado S.A.;

(20) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Parajuru S.A.;

(21) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto de VDR S.A.;

(22) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto TAESA;

(23) 3ª Emissão de Nota Promissória da Cemig GT;

(24) Empréstimos e financiamentos da GASMIG.

ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras.

iii . Grau de Subordinação da Dívida

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

Cerca de 38% da dívida consolidada pela Companhia contam com garantia corporativa da empresa *holding* CEMIG e cerca de 14% da dívida é garantido por recebíveis.

iv. Restrições impostas à Companhia

Em alguns contratos financeiros firmados com o Banco ItaúBBA e ABN (Santander), há covenants financeiros que restringem o endividamento da empresa, conforme demonstrado a seguir:

Banco ItaúBBA:

Ebitda/Despesas financeiras líquidas:	maior ou igual a 2,8
Dívida/(patr.liq.+dívida):	menor ou igual a 65%
Dívida/Ebitda:	menor ou igual a 3,36
Dívida curto prazo/Ebitda:	menor ou igual a 105%
Investimento/Ebitda:	menor ou igual a 75%

Banco ABN (Santander):

Ebitda/Juros:	maior ou igual a 3
Dívida/Ebitda:	menor ou igual a 2,5

Há nos contratos financeiros da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão cláusulas padrão restringindo o pagamento de dividendos, caso a empresa esteja inadimplente, restringindo a alienação de ativos que comprometam o desenvolvimento de suas atividades e restringindo a alienação do controle acionário da Companhia.

A emissão de títulos e valores mobiliários pela Cemig Distribuição requer a autorização prévia do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, bem como dos agentes repassadores de seus financiamentos.

g. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os financiamentos contratados pela Cemig Distribuição junto à Eletrobras têm como limites de utilização a capacidade de comprovação da aplicação dos recursos nos prazos contratados.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As principais alterações nas contas de ativo e passivo das demonstrações financeiras da Companhia de 2011 em comparação a 2010 são como segue:

- Aumento de 35,10% nos depósitos vinculados a litígio em função do depósito judicial do PASEP/COFINS incidente sobre o ICMS. A companhia vem questionando judicialmente a questão, sendo os valores a pagar registrados na rubrica de Impostos, Taxas e Contribuições.

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

- Aumento de 24,64% nos ativos financeiros da concessão registrados no Curto e Longo Prazo, no montante de R\$1.957 milhões, em função da aquisição de participação nos ativos de transmissão do grupo Abengoa (detalhes no item 10.2), com a consolidação dos ativos financeiros da controlada em conjunto, atualização do ativo financeiro de transmissão constituído em exercícios anteriores e adições de ativos financeiros de distribuição em função do volume do programa de investimentos da Companhia.
- Registro de Investimentos em 2011 no valor de R\$177 milhões referente a aquisição de participação na empresa Norte Energia, empresa detentora da concessão da usina de Belo Monte (detalhes no item 10.2).
- Aumento de 19,30% na dívida com empréstimos e financiamentos da Companhia, no valor de R\$2.553 milhões, em função dos empréstimos obtidos em 2011 no valor de R\$3.608 milhões, adicionando-se R\$648 milhões de financiamentos consolidados de empresa adquirida em 2011, em comparação a amortização de financiamentos de R\$2.219 milhões.

As principais alterações nas contas de ativo e passivo das demonstrações financeiras da Companhia de 2010 em comparação a 2009 são como segue:

- Redução de 32,66% no caixa consolidado, R\$2.980 milhões em 2010 comparados com R\$4.425 milhões em 2010, decorrente substancialmente do pagamento de dividendos extraordinários em 2010, no montante de R\$900 milhões, maior volume de recursos utilizados no pagamento de financiamentos, R\$4.775 milhões em 2010 comparados com R\$1.016 milhões em 2009.
- Aumento de 32,82% nos ativos financeiros da concessão registrados no Longo Prazo em função da aquisição de participação adicional adquirida na Taesa (detalhes no item 10.2), com a consolidação dos ativos financeiros da controlada em conjunto.
- Redução em 2010 do saldo de empréstimos, financiamentos e debêntures registrados no curto prazo, R\$2.202 milhões em 2010 comparados a R\$6.659 milhões em 2009. No ano de 2009 a Companhia não atendeu a determinadas cláusulas restritivas de seus contratos de empréstimos e financiamentos, sendo obtido o consentimento dos seus credores após a data de 31 de dezembro de 2009. Dessa forma, em atendimento as novas normas contábeis, todos os empréstimos com cláusulas restritivas foram transferido em 2009 do curto para o longo prazo e reclassificados novamente para o longo prazo em 2010.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**a. Resultados das operações da Companhia, em especial:****Resultado do exercício de 2011 em comparação ao exercício de 2010**

A Cemig apresentou, no exercício de 2011, um resultado de R\$2.415 milhões em comparação ao resultado de R\$2.258 milhões no exercício de 2010, representando um aumento de 6,95%.

Receita operacional

A composição das receitas operacionais é como segue:

R\$ milhões	2011	2010 (Reclassificado)	Variação %
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	16.841	14.821	13,63
Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD	1.974	1.658	19,06
Receita de Uso da Rede de Transmissão	1.473	1.197	23,06
Receita de Construção	1.533	1.342	14,23
Outras Receitas operacionais	990	924	7,14
Deduções à receita operacional	(6.997)	(6.095)	14,80
Receita Operacional líquida	15.814	13.847	14,21

Fornecimento Bruto de Energia Elétrica

A receita com Fornecimento Bruto de Energia Elétrica foi de R\$16.841 milhões em 2011 em comparação a R\$14.821 milhões em 2010, o que representa um aumento de 13,63%.

Consumidores Finais

A receita com Energia Vendida a Consumidores Finais, excluindo consumo próprio, foi de R\$14.959 milhões em 2011 comparados a R\$13.219 milhões em 2010, uma variação de 13,16%.

Os principais itens que afetaram o resultado são como segue:

- aumento de 6,95% no volume de energia faturada a consumidores finais (excluindo consumo próprio);
- reajustes tarifários na Cemig Distribuição, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 1,67% e 7,24%, a partir de 8 de abril de 2010 e 2011, respectivamente;
- reajustes tarifários na Light, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 2,20% e 7,82% a partir de 7 de novembro de 2010 e 2011, respectivamente;
- reajustes dos contratos de venda de energia a consumidores livres, indexados, na maior parte, à variação do IGP-M.

O desempenho das principais classes de consumo está descrito a seguir:

Residencial:

O consumo residencial representa 15,3% da energia total transacionada pela Cemig em 2011 e o crescimento de 8,0% no ano está associado à ligação de novas unidades consumidoras e ao incremento de consumo de bens e serviços pelas famílias em função de condições favoráveis da economia brasileira, com a manutenção do vigor do mercado de trabalho e o crescimento da massa salarial associados à expansão da oferta de crédito.

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

Industrial:

A energia utilizada pelos clientes livres e cativos corresponde a 37,1% do volume transacionado em 2011, com aumento de 4,8% em relação a 2010 devido à expansão da atividade industrial com o crescimento das exportações e à produção destinada ao atendimento da demanda interna, apesar dos sinais de desaceleração no segundo semestre do ano.

Comercial:

Esta classe consumiu 10,0% da energia transacionada e cresceu 12,2% no ano de 2011, comportamento associado ao nível aquecido de demanda interna, ou seja, pelo consumo entre os vários setores econômicos e pelo consumo final das famílias e dos indivíduos.

Rural:

O consumo rural cresceu 7,3% em 2011, com a ligação de 121.057 propriedades rurais e o aumento da demanda de energia para irrigação em função de condições climáticas atípicas ao longo do ano, com baixos níveis de precipitação no período úmido e temperaturas acima da média esperada para o período seco.

Demais Classes:

As demais classes de consumidores – Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio, com participação de 5,8% da energia transacionada, cresceram em conjunto 9,2% no ano de 2011.

Receita com suprimento

A quantidade de energia vendida a outras concessionárias aumentou em 1,78%, 14.457.890 MWh em 2011 comparados a 14.204.530 MWh em 2010, sendo verificado um aumento de 7,24% no preço médio de venda de energia, R\$109,08/MWh em 2011 na comparação com R\$101,72/MWh em 2010. Dessa forma, ocorreu um aumento de 9,13% na Receita com Suprimento a outras concessionárias, R\$1.577 milhões em 2011 na comparação com R\$1.445 milhões em 2010.

Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD

A receita de TUSD, da Cemig Distribuição e Light, correspondeu a R\$1.974 milhões em 2011 comparados a R\$1.658 milhões em 2010, um aumento de 19,06%. Esta Receita advém dos encargos cobrados dos consumidores livres, sobre a energia vendida por outros Agentes do Setor Elétrico e seu aumento decorre dos reajustes tarifários ocorridos na tarifa e principalmente do maior transporte de energia para os consumidores livres, consequência da recuperação da atividade industrial e migração de clientes cativos para o Mercado Livre.

Receita de uso da rede de transmissão

A Receita de Uso da Rede de Transmissão foi de R\$1.473 milhões em 2011, comparada a R\$1.197 milhões em 2010, representando um aumento de 23,06%.

Para as concessões antigas, a Receita de Uso da Rede refere-se à tarifa cobrada dos agentes do setor elétrico, incluindo os consumidores livres ligados na alta tensão, pela utilização da rede básica de transmissão, de propriedade da Companhia,

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

associada ao Sistema Interligado Brasileiro, deduzindo-se os valores recebidos que são utilizados para amortização do ativo financeiro.

Para as concessões novas, inclui a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente à operação e manutenção das linhas de transmissão e também o ajuste a valor presente do ativo financeiro de transmissão constituído, em sua maior parte, durante o período de construção dos empreendimentos de transmissão. As taxas utilizadas para a atualização do ativo correspondem à remuneração do capital aplicado nos empreendimentos, variando em conformidade ao modelo do empreendimento e do custo do capital da investidora.

O aumento nesta receita em 2011 decorre principalmente da atualização monetária do ativo de transmissão da Taesa, com um impacto no resultado da Cemig de R\$178 milhões. Essa atualização foi decorrente da divulgação do índice de atualização da tarifa da Taesa a partir de julho de 2011, no percentual de 9,77%.

Outras receitas operacionais

As outras receitas da Companhia são como segue:

	Consolidado	
	2011	2010 (Reclassificado)
Fornecimento de Gás	579	398
Serviço Taxado	14	16
Serviço de Telecomunicações	158	131
Prestações de Serviços	105	179
Aluguel e Arrendamento	77	60
Outras	57	140
	<u>990</u>	<u>924</u>

Impostos e Encargos Incidentes sobre a Receita

Os impostos incidentes sobre a receita operacional foram de R\$6.997 milhões em 2011 comparados a R\$6.095 milhões em 2010, representando um aumento de 14,8%. As principais variações, nas deduções à Receita, são como segue:

Conta de Consumo de Combustível - CCC

Os gastos com à CCC foram de R\$718 milhões em 2011 comparados a R\$532 milhões em 2010, representando um aumento de 34,96%. Refere-se aos Custos de Operação das Usinas Térmicas dos Sistemas Interligado e Isolado Brasileiro, rateados entre os Concessionários de Energia Elétrica, por meio de Resolução da ANEEL.

Este é um custo não controlável, sendo que no negócio de distribuição, a diferença entre os valores utilizados como referência para a definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente e para a parcela referente aos serviços de transmissão de energia elétrica, a Companhia é, apenas, repassadora do encargo, uma vez que a CCC é cobrada dos consumidores livres na fatura de uso da rede básica e repassada à Eletrobrás. A variação neste custo decorre, principalmente, da alteração na metodologia de cálculo do encargo, que passou a suprir a diferença entre o custo total da geração de energia nos sistemas isolados e o custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

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

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Os gastos com a CDE foram de R\$516 milhões em 2011, comparados a R\$423 milhões em 2010, representando um aumento de 21,99%. Os pagamentos são definidos por meio de Resolução da ANEEL.

Este é um custo não controlável, sendo que na atividade de distribuição a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para a parcela referente aos serviços de transmissão de energia elétrica, a Companhia é, apenas, repassadora do encargo, uma vez que a CDE é cobrada dos consumidores livres na fatura de uso da rede básica e repassada à Eletrobrás.

As demais deduções à Receita referem-se a impostos calculados com base em percentual do faturamento. Portanto, as variações decorrem, substancialmente, da evolução da Receita.

Vide a composição dos impostos incidentes sobre a receita na Nota Explicativa nº 24 das Demonstrações Contábeis consolidadas de 2011.

Custos e Despesas Operacionais (excluindo Resultado Financeiro)

Os Custos e Despesas Operacionais, excluindo Resultado Financeiro, representaram em 2011 o montante de R\$11.401 milhões comparados a R\$10.200 milhões em 2010, com aumento de 11,77%. Vide as principais despesas e custos na Nota Explicativa nº 25 das Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

As principais variações nas Despesas estão descritas a seguir:

Energia Elétrica Comprada para Revenda

A despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda foi de R\$4.278 milhões em 2011 comparados a R\$3.722 milhões em 2010, representando um aumento de 14,94%. O aumento nos custos decorre basicamente da maior atividade de comercialização de energia pela Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Cemig Geração e Transmissão") e aumento da participação na Light em 2011, com a maior consolidação das suas operações. Este é um custo não controlável, na atividade de distribuição, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Vide mais informações na Nota Explicativa nº 25 das Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

Encargos de Uso da Rede de Transmissão

A despesa com Encargos de Uso da Rede de Transmissão foi de R\$830 milhões em 2011 comparados a R\$729 milhões em 2010, um aumento de 13,85%.

Esta despesa refere-se aos encargos devidos, pelos agentes de Distribuição e Geração de energia elétrica, pela utilização das instalações, componentes da rede básica, conforme definido por meio de Resolução pela ANEEL. Este é um custo não controlável pela Companhia, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Depreciação/Amortização

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

A despesa com Depreciação e Amortização apresentou um aumento de 4,80%, na comparação entre os períodos: R\$939 milhões em 2011, comparada a R\$896 milhões em 2010. Este resultado decorre, substancialmente do aumento nos ativos da concessão em função do maior programa de investimentos, principalmente no negócio de distribuição.

Obrigações Pós-emprego

A despesa com Obrigações Pós-emprego foi de R\$124 milhões em 2011 comparados a R\$107 milhões em 2010, representando um aumento de 15,89%. Esta despesa representa a atualização da obrigação calculada em conformidade a laudo atuarial elaborado por consultores externos. O aumento significativo decorre da maior participação na controlada Light.

Provisões Operacionais

As provisões operacionais foram de R\$257 milhões em 2011 comparados a R\$138 milhões em 2010, um aumento de 86,23%. Esta variação decorre, principalmente, dos seguintes itens:

- aumento de 55,24% na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$163 milhões em 2011 contra R\$105 milhões em 2010).
- variação na provisão para processos administrativos da ANEEL (Provisão de R\$4 milhões em 2011 contra uma reversão de R\$47 milhões em 2010 referente a um processo extinto pela Aneel referente ao subsídio de baixa renda).
- variação na provisão para contingências judiciais (Provisão de R\$48 milhões em 2011 contra uma reversão de R\$54 milhões em 2010).
- Em contrapartida, ocorreram provisões referentes a ações cíveis de majoração tarifária de R\$9 milhões em 2011 contra R\$139 milhões provisionados em 2010. Os valores provisionados em 2010 decorrem substancialmente de celebração de acordo para encerrar processo judicial com consumidor industrial referente ao reajuste tarifário determinado pela portaria DNAEE 045/86.

Vide mais detalhes na Nota Explicativa nº 25 às Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

Gás Comprado para Revenda

O custo com compra de gás para revenda foi de R\$329 milhões em 2011 comparados a R\$225 milhões em 2010, representando um aumento de 46,22%. Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento na quantidade comprada, nos períodos comparados em função de maior comercialização de gás pela Gasmig, em 2011, consequência da maior atividade industrial.

Serviços de terceiros

A despesa com Serviços de Terceiros foi de R\$1.031 milhões em 2011 comparados a R\$923 milhões em 2010, representando um aumento de 11,70%. As principais variações decorrem do maior volume de serviços de comunicação, leitura de medidores e entrega de faturas de energia e consultoria, sendo os aumentos decorrentes em sua maior parte de reajuste nos contratos de prestação de serviços. O detalhamento dos serviços de terceiros está demonstrado na Nota Explicativa nº 25 das Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

Participação de Empregados e Administradores no Resultado

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

A despesa com Participação de Empregados e Administradores no Resultado foi de R\$221 milhões em 2011 comparados a R\$325 milhões em 2010, representando uma redução de 32,00%. Os valores registrados decorrem de acordo coletivo específico assinado com as entidades sindicais em novembro de 2010 e 2011, devendo ser ressaltado que nos valores registrados em 2010 encontra-se registrado o valor adicional de R\$30 milhões, ainda decorrente de Acordo Coletivo de Trabalho em 2009.

LAJIDA (metodologia de cálculo não revisada pelos auditores independentes)

LAJIDA - R\$ milhões	2011	2010	Var%
Resultado do Exercício	2.415	2.258	6,95
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	941	564	66,84
+ Resultado Financeiro	1.056	825	28,00
+ Amortização e Depreciação	939	896	4,80
= LAJIDA	5.351	4.543	17,79
Itens não recorrentes:			
+ Acordo judicial com cliente industrial	-	178	-
+ ICMS consumidor Baixa Renda	-	26	-
= LAJIDA AJUSTADO	5.351	4.747	12,72

O aumento do Lajida em 2011, em comparação ao mesmo período de 2010, deve-se ao aumento de 14,21% na receita em comparação ao aumento de 12,40% nos custos e despesas operacionais, não incluindo a depreciação.

Os principais efeitos não recorrentes que impactaram no Lajida de 2010 são como segue:

- Reconhecimento de uma Despesa, em 2010, na Cemig Distribuição, no montante de R\$178 milhões, decorrente de acordo referente à ação ajuizada por consumidor industrial, relativa ao ressarcimento do aumento de tarifa, introduzido pelo DNAEE, durante o Plano Cruzado;
- Reconhecimento de Despesa com ICMS, em 2010, referente à subvenção de desconto na tarifa de Consumidor de Baixa Renda, no montante de R\$26 milhões, em decorrência de adesão à Programa de Anistia, implementado pelo Governo do Estado de Minas Gerais.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado em 2011 foi uma Despesa Financeira Líquida de R\$1.056 milhões comparados a uma Despesa Financeira Líquida de R\$825 milhões em 2010. Os principais fatores que impactaram o Resultado Financeiro estão relacionados a seguir:

- Aumento na Despesa de Encargos de Empréstimos e Financiamentos: R\$1.311 milhões em 2011 comparados a R\$1.075 milhões em 2010, devido, principalmente, à maior variação do CDI, principal indexador dos contratos de empréstimos e financiamentos, refletindo o processo de aumento da taxa SELIC ocorrida principalmente no 1º semestre de 2011.

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

- Aumento na Despesa de Variação Monetária de Obrigação Pós- Emprego: R\$163 milhões em 2011 comparados a R\$142 milhões em 2010 devido, principalmente, à maior variação do IPCA, índice de atualização do contrato de dívida entre a Cemig e a Forluz.
- Receita com Variação Monetária sobre Depósito Judicial: R\$68 milhões em 2011 decorrentes da atualização de crédito tributário referente a ação judicial ITCD (Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação) em função da decisão transitada em julgado favorável à Cemig.
- Receita com Variação Monetária sobre FINSOCIAL: R\$68 milhões em 2011 decorrentes de crédito atualizado junto à Receita Federal do Brasil que foram indevidamente recolhidos nos períodos entre 1989 e 1991, tendo em vista decisão transitada em julgado favorável à Cemig.
- Despesa com Atualização Monetária da AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital): R\$66 milhões em 2011 decorrente atualização do montante histórico de R\$27 milhões devolvidos a Secretaria de Estado da Fazenda.

Vide a composição das Receitas e Despesas Financeiras na Nota Explicativa nº 26 das Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2011, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$941 milhões em relação ao Resultado de R\$3.356 milhões antes dos efeitos fiscais, representando um percentual de 28,03%. A Companhia apurou em 2010 despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$564 milhões em relação ao Resultado de R\$2.822 milhões, representando um percentual de 19,99%. Estas taxas efetivas de impostos estão conciliadas com as taxas nominais na Nota Explicativa nº 10 das Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2011.

Deve ser ressaltado que nos exercícios de 2011 e 2010 a Companhia registrou créditos tributários que não estavam registrados nas Demonstrações Contábeis, nos valores de R\$120 milhões e R\$289 milhões, respectivamente.

Resultado do exercício de 2010 em comparação ao exercício de 2009

A Cemig apresentou, no exercício de 2010, um lucro líquido de R\$2.258 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$2.134 milhões no exercício de 2009, representando um aumento de 5,81%.

Receita operacional

A Composição das receitas operacionais é como segue:

R\$ milhões	2010 (Reclassificado)	2009 (reclassificado)	Variação %
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	14.821	14.743	0,53
Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD	1.658	1.332	24,47
Receita de Uso da Rede de Transmissão	1.198	903	32,56
Receita de Construção	1.341	1.291	3,95
Outras Receitas operacionais	924	917	0,76
Deduções à receita operacional	(6.095)	(5.737)	6,24

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

Receita Operacional Líquida	13.847	13.449	2,96
-----------------------------	--------	--------	------

Fornecimento Bruto de Energia Elétrica

A Receita com Fornecimento Bruto de Energia Elétrica foi de R\$14.821 milhões em 2010 em comparação a R\$14.743 milhões em 2009, o que representa um aumento de 0,53%.

Consumidores Finais

A Receita com energia vendida a consumidores finais, excluindo consumo próprio, foi de R\$13.219 milhões em 2010 comparados a R\$12.968 milhões em 2009, uma variação positiva de 1,94%.

Os principais itens que afetaram o resultado são como segue:

- aumento de 6,06% no volume de energia faturada a consumidores finais (excluindo consumo próprio);
- redução de 3,35% na tarifa média em 2010, R\$282,01 em comparação a R\$291,79 em 2009. Essa redução decorre do maior volume de itens regulatórios incluídos na tarifa em 2009, como por exemplo, a Recomposição Tarifária Extraordinária e custos não gerenciáveis da distribuidora - CVA.

Receita com suprimento

A quantidade de energia vendida a outras concessionárias aumentou em 2,49%, 14.204.530 MWh em 2010 comparados a 13.859.700 MWh em 2009 sendo, entretanto verificada uma redução no preço médio de venda de energia, R\$101,72/MWh em 2010 na comparação com R\$117,87/MWh em 2009. Essa redução foi decorrente principalmente dos contratos de venda de energia através dos leilões de ajuste para as distribuidoras, realizados exclusivamente em 2009, com um preço médio de R\$145,00 por MWh. Dessa forma, ocorreu uma redução de 11,57% na Receita com Suprimento a outras concessionárias, R\$1.445 milhões em 2010 na comparação com R\$1.634 milhões em 2009.

Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD

A receita de TUSD, da Cemig Distribuição e Light, correspondeu a R\$1.658 milhões comparados a R\$1.332 milhões em 2009, um aumento de 24,47%. Esta Receita advém dos encargos cobrados dos consumidores livres, sobre a energia vendida por outros Agentes do Setor elétrico e seu aumento decorre de maior transporte de energia para os consumidores livres, consequência da recuperação da atividade industrial e migração de clientes cativos para o Mercado livre.

Receita de uso da rede de transmissão

A Receita de Uso da Rede apresentou um crescimento de 32,67% correspondente a R\$295 milhões (R\$1.198 milhões em 2010 comparados a R\$903 milhões em 2009).

Esta receita representa a disponibilização da rede de transmissão ao sistema interligado da Cemig GT e também das transmissoras controladas em conjunto, entre os quais destacamos o grupo de transmissoras conhecidas como TBE e Taesa.

O aumento nesta receita em 2010 decorre principalmente da aquisição de participação na Taesa em outubro de 2009 e maio de 2010 através de oferta pública de ações, o que impactou favoravelmente na consolidação dessas receitas em 2010.

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

As outras receitas da Companhia são como segue:

	Consolidado IFRS	
	2010 (reclassificado)	2009 (reclassificado)
Fornecimento de Gás	398	307
Serviço Taxado	16	17
Serviço de Telecomunicações	131	115
Prestações de Serviços	179	129
Subvenção de Baixa Renda	133	265
Outras	67	84
	<u>924</u>	<u>917</u>

Impostos incidentes sobre a Receita Operacional

Os impostos incidentes sobre a receita operacional foram de R\$6.095 milhões em 2010 comparados a R\$5.737 milhões em 2009, representando um aumento de 6,24%. As principais variações, nas deduções à Receita, são como segue:

Conta de Consumo de Combustível - CCC

Os gastos com a CCC foram de R\$532 milhões em 2010 comparados a R\$493 milhões em 2009, representando um aumento de 7,91%. Refere-se aos Custos de Operação das Usinas térmicas dos Sistemas interligado e isolado brasileiro, rateados entre os Concessionários de energia elétrica, por meio de Resolução da ANEEL.

Este é um Custo não controlável, sendo que na atividade de distribuição a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para a parcela referente aos serviços de Transmissão de energia elétrica, a Companhia é, apenas, repassadora do encargo, uma vez que a CCC é cobrada dos consumidores livres na fatura de uso da rede básica e repassada à Eletrobrás.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Os gastos com a CDE foram de R\$423 milhões em 2010, comparados a R\$408 milhões em 2009, representando um aumento de 3,68%. Os pagamentos são definidos por meio de Resolução da ANEEL. Este é um Custo não controlável, sendo que na atividade de distribuição a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para a parcela referente aos serviços de transmissão de energia elétrica, a Companhia é, apenas, repassadora do encargo, uma vez que a CDE é cobrada dos consumidores livres na fatura de uso da rede básica e repassada à Eletrobrás.

As demais deduções à Receita referem-se a impostos calculados com base em percentual do faturamento. Portanto, as variações decorrem, substancialmente, da evolução da Receita.

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

Vide a composição dos impostos incidentes sobre a receita na nota explicativa nº 23 das demonstrações contábeis consolidadas de 2010.

Custos e Despesas Operacionais (excluindo Resultado Financeiro)

Os Custos e Despesas Operacionais, excluindo Resultado Financeiro, representaram em 2010 o montante de R\$10.200 milhões comparados a R\$9.758 milhões em 2009, com aumento de 4,53%. Este resultado decorre, principalmente, dos aumentos nos Custos não controláveis com energia comprada para revenda. Vide mais informações na Nota Explicativa nº 24 das demonstrações contábeis Consolidadas de 2010.

As principais variações nas Despesas estão descritas a seguir:

Energia Elétrica Comprada para Revenda

A Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda foi de R\$3.722 milhões em 2010 comparados a R\$3.199 milhões em 2009, representando um aumento de 16,35% em função principalmente de uma maior compra de energia pelas distribuidoras no ambiente regulado. Este é um custo não controlável pela Companhia, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Vide a composição dessa despesa na nota explicativa nº 24 das demonstrações contábeis consolidadas de 2010.

As principais variações nas Despesas estão descritas a seguir:

Encargos de Uso da Rede de Transmissão

A Despesa com Encargos de Uso da Rede de Transmissão foi de R\$729 milhões em 2010 comparados a R\$853 milhões em 2009, uma redução de 14,54%.

Esta Despesa refere-se aos encargos devidos, pelos agentes de Distribuição e Geração de energia elétrica, pela utilização das instalações, componentes da rede básica, conforme definido por meio de Resolução pela ANEEL. Este é um custo não controlável pela Companhia, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Pessoal

A Despesa com Pessoal foi de R\$1.211 milhões em 2010 comparados a R\$1.318 milhões em 2009, uma redução de 8,12%. Este resultado decorre, substancialmente, da Despesa com o Programa de Desligamento Voluntário implementado em 2009, com uma despesa naquele ano de R\$206 milhões contra R\$40 milhões em 2010 (ajuste na provisão reconhecida no ano anterior), associado à redução da quantidade de empregados (controladora, Cemig GT e D), que passou de 9.746 em 2009 para 8.859 em 2010.

Depreciação/Amortização

A Despesa com Depreciação e Amortização não apresentou variação entre 2010 e 2009, sendo de R\$896 milhões.

Obrigações Pós-emprego

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

A Despesa com Obrigações Pós-emprego foi de R\$107 milhões em 2010 comparados a R\$150 milhões em 2009, representando uma redução de 28,67%. Estas Despesas representam, basicamente, os juros incidentes sobre as Obrigações Atuariais da CEMIG, líquidos do rendimento esperado dos ativos dos Planos, estimados por Atuário externo. A redução dessa despesa decorre da maior expectativa de rendimento dos ativos do Plano em 2010 em relação às obrigações.

Resultado financeiro

Os principais impactos na Companhia estão descritos abaixo:

O resultado em 2010 foi uma Despesa Financeira Líquida de R\$825 milhões comparada a uma Despesa Financeira Líquida de R\$354 milhões em 2009. Os principais fatores que impactaram o Resultado Financeiro estão relacionados a seguir:

- Aumento na Despesa de Encargos de Empréstimos e Financiamentos: R\$1.075 milhões em 2010 comparados a R\$799 milhões em 2009. Este aumento decorre da entrada de novos recursos de financiamento, destacando-se a emissão pela Cemig Geração e Transmissão, em outubro de 2009, de Notas Promissórias (“Commercial Papers”), no montante de R\$2.700.000, liquidadas em março de 2010 através da captação de recursos, por meio de emissão de debêntures, em março de 2010, no mesmo valor;
- Aumento na Despesa de Variação Monetária de Empréstimos e Financiamentos, em moeda nacional: R\$144 milhões em 2010 comparados a R\$9 milhões em 2009. Este aumento decorre, substancialmente, do maior volume de recursos captados e da variação dos índices inflacionários, indexadores dos Contratos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures da Companhia, principalmente o IGPM que passou de uma variação negativa de 1,72% em 2009 para uma variação positiva de 11,32% em 2010.

Despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social

A Companhia apurou em 2010 despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$564 milhões em relação ao lucro de R\$2.822 milhões, representando um percentual de 19,99%. Em 2009, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$1.131 milhões em relação ao lucro de R\$3.337 milhões antes dos efeitos fiscais, representando um percentual de 33,89%.

O menor percentual de impostos em 2010 em relação ao lucro deve-se a créditos fiscais que foram reconhecidos em 2010, no valor de R\$289 milhões. Esses créditos referem-se a prejuízos fiscais que não estavam registradas nas demonstrações contábeis e foram reconhecidos em 2010 em função de comprovação da sua realização através das projeções de resultados da Companhia.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento. Acreditamos que nossas atuais reservas de caixa, geradas por operações e recursos previstos provenientes de financiamentos, serão suficientes durante os próximos 12 meses para atender nossas necessidades de liquidez.

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

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2011 totalizaram R\$2.862 milhões, em comparação com R\$2.980 milhões em 31 de dezembro de 2010. Em 31 de dezembro de 2011, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2011 e 2010 totalizou R\$3.898 milhões e R\$3.376 milhões, respectivamente. O aumento no caixa gerado por atividades operacionais em 2011 em comparação com 2010 deveu-se, substancialmente, ao maior resultado de 2011 em comparação ao resultado de 2010, ajustado pelos itens que não afetam o caixa.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades de Investimento

O caixa líquido usado nas atividades de investimento em 2011 e 2010 totalizou, respectivamente, R\$4.017 milhões e R\$4.444 milhões. A redução nos valores utilizados em atividades de investimento em 2011 comparado com 2010 se deveu principalmente aos maiores investimentos em ativos de transmissão de energia no ano anterior, sendo que em 2011 os gastos foram mais concentrados na atividade de distribuição, mas devendo ser mencionado à aquisição também em ativos de transmissão do grupo Abengoa.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades de Financiamento

Estamos empenhados em prolongar nosso perfil de dívidas por meio de veículos de financiamento de longo prazo a baixas taxas de juros, sendo os vencimentos e obrigações destes compatíveis com a natureza de nossos negócios, que é de capital intensivo. Procuramos equilibrar as proporções de financiamentos de curto e longo prazo e não aumentar nossa exposição a taxas de curto prazo, nem sofrer qualquer pressão de liquidez. Maiores detalhes de nossa política de captação podem ser vistos no item seguinte deste relatório, Política de Captação de Recursos e Gestão da Dívida.

O fluxo de caixa proveniente em atividades de financiamento durante 2011 totalizou R\$1,3 milhão, sendo as saídas de caixas originadas da amortização de R\$2.218 milhões de financiamentos denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R\$2.036 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, sendo compensado quase na sua totalidade pelos financiamentos obtidos de R\$4.255 milhões.

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2010 totalizou R\$377 milhões, sendo captações de recursos no montante de R\$6.227 milhões e em contrapartida amortização de empréstimos e financiamentos e pagamentos de juros sobre o capital próprio nos montantes de R\$4.775 milhões e R\$1.829 milhões, respectivamente.

a) Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Na atividade de distribuição os principais impactos no resultado decorreram dos reajustes tarifários, conforme abaixo:

- reajustes tarifários na Cemig Distribuição, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 1,67% e 7,24%, a partir de 8 de abril de 2010 e 2011, respectivamente;
- reajustes tarifários na Light, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 2,20% e 7,82% a partir de 7 de novembro de 2010 e 2011, respectivamente;

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

Para as atividades de geração a energia vendida aos consumidores livres tem os seus contratos indexados, na maior parte, à variação do IGP-M, sendo que os contratos de venda de energia ao mercado regulado tem a sua atualização pelo IPCA do IBGE.

Na atividade de transmissão, os contratos são atualizados em sua maior parte também pela variação do IGP-M.

O resultado financeiro da Companhia é impactado principalmente pela variação do CDI, tendo em vista que 58,77% da dívida da Companhia está vinculada a estes indexadores.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**a . introdução ou alienação de segmento operacional**

Não ocorreram no exercício de 2011, 2010 e 2009.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societáriaNovas aquisições*Aquisição complementar de ações da Light em 2010*

Foi realizado, em 25 de março de 2010, o pagamento referente à aquisição pela Cemig de ações ordinárias de emissão da Light, de titularidade da Andrade Gutierrez Concessões (“AGC”), representando 12,50% do capital total e votante da Light.

O preço pago pela Cemig referente à compra das ações foi de R\$718.518.134,39 (setecentos e dezoito milhões, quinhentos e dezoito mil, cento e trinta e quatro reais e trinta e nove centavos), correspondendo a R\$28,18 (vinte e oito reais e dezoito centavos) por ação, valor resultante da correção do preço estipulado no Contrato pela Taxa CDI – Certificado de Depósitos Interbancários, divulgado pela CETIP – Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos, desde 1º de dezembro de 2009 até a presente data, e dedução dos dividendos de R\$ 2,12 por ação declarados pela Light na Assembléia Geral Ordinária concluída em 24 de março de 2010.

O Contrato prevê, além das ações pagas nesta data, a aquisição, pela Cemig, de adicionais 1.081.649 (um milhão, oitenta e uma mil, seiscentas e quarenta e nove) ações ordinárias de emissão da Light, representando, aproximadamente, 0,53% do capital total e votante da Light, de titularidade da AGC, até o dia 21 de setembro de 2010. O preço correspondente aos 0,53% do capital total da Light é de R\$31.949.492,20 (trinta e um milhões, novecentos e quarenta e nove mil, quatrocentos e noventa e dois reais e vinte centavos), sendo que este valor será também corrigido pela Taxa CDI desde 1º de dezembro de 2009 até a data do pagamento, e dele serão deduzidos os dividendos e juros sobre o capital próprio eventualmente pagos ou declarados pela Light nesse período.

Adicionalmente, também está previsto no Contrato a cessão das ações adquiridas a uma afiliada da Cemig ou a terceiros.

Foi realizado em 17 de novembro de 2010 o pagamento de ações ordinárias de emissão da Light, de titularidade da AGC representando 0,53% do capital total e votante da Light, para a Cemig. O valor referente à venda das ações foi de R\$30.471.

A Companhia apurou um ágio, nestas operações, no valor de R\$359.184, decorrente da mais valia da concessão.

Aquisição complementar de ações da Light em abril de 2011

A controlada em conjunto Parati, adquiriu em 12 de abril de 2011, 54,08% do capital social total da Redentor, pelo valor total de R\$403.350, correspondendo a um preço por ação de R\$6,87. A Redentor possui 13,03% de participação no capital total e votante da Light.

Como a transação resultou na transferência do controle da Redentor, a Parati realizou oferta pública para a aquisição das ações remanescentes da Redentor.

Em 30 de setembro de 2011 foi liquidado o leilão com o pagamento de R\$7,20 por ação, no valor de R\$333.775, representando 93,04% das ações em circulação que estavam com os minoritários. Esta aquisição representou

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

42,72% do total de ações do Capital Social, e teve o preço de R\$ 7,20, mesmo custo por ação pago ao acionista controlador em 12 de abril de 2011, atualizado pela variação da taxa SELIC daquela data até 30 de setembro de 2011.

Está prevista a realização de uma nova OPA – Oferta Pública de Aquisição de Ações Ordinárias de Cancelamento de Registro de Companhia Aberta e de Saída de Novo Mercado que deve ocorrer no segundo semestre de 2012, para aquisição das ações ordinárias remanescentes no mercado, representativas de 3,20% do capital social.

Aquisição complementar de ações da Light em julho de 2011

Em 7 de julho de 2011, a Parati, adquiriu 100% das participações na Luce, proprietária de 75% das quotas do FIP Luce, que por sua vez é detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de aproximadamente, 9,77% do capital total e votante da Light.

O valor pago pela referida aquisição foi de R\$515.946. Em decorrência desta transação e conforme previsto no Acordo de Quotistas do FIP Luce, a Braslight, detentora dos 25% restantes das quotas do FIP Luce, passou a ter uma opção de venda de sua participação à Parati, que, caso fosse exercida, deveria ocorrer em um prazo máximo de 60 dias.

Em 15 de julho de 2011, a Parati, através da Luce, foi notificada pela Braslight, que exerceu a Opção de Venda de sua participação de 25% no FIP Luce, o que ocorreu em 28 de julho de 2011. O valor pago à Braslight pela referida aquisição foi de R\$171.982.

Com estas aquisições, a Parati passou a deter 25,68% do capital votante da Light. A Cemig participa em 25% da Parati e o Redentor Fundo de Investimento em Participações em 75%.

Aquisição de participação acionária – Renova

A Companhia, por meio da Light, aprovou em 09 de julho de 2011 uma parceria com a Renova Energia, empresa negociada em bolsa e que investe em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas eólicas.

A Light, na qualidade de novo investidor, e a Renova, na qualidade de parte investida, celebraram o Acordo de Investimento por intermédio do qual a Light ingressará no Capital Social da Renova através da subscrição de novas ações ordinárias a serem por ela emitidas, correspondentes a um aumento de capital na Renova no montante de R\$360.000, nos seguintes termos:

Por meio do referido Investimento, a Light passará a deter 35,1% das ações ordinárias da Renova e 26,2% do seu capital total. Todos os acionistas com participações acionárias individuais superiores a 5% (cinco por cento) do Capital Social da Light se comprometeram a ceder gratuitamente seus direitos de preferência no aumento de Capital da Renova em favor da Light. As ações adquiridas a partir do dia 18 de agosto de 2011, inclusive, não farão jus ao direito de preferência para subscrição das ações emitidas no aumento de capital.

O Investimento não implica em alienação de controle pela RR Participações S.A. (acionista controladora da Renova) para fins do artigo 254-A da Lei das S.A, tampouco aquisição do controle da Renova pela Light.

Aquisição de participação acionária – CR Zongshen E- Power Fabricadora de Veículos S.A. (E-Power)

Em 9 de setembro de 2011, a Light concluiu os procedimentos necessários para a aquisição de 20% das ações ordinárias nominativas de emissão da E-Power, pelo valor de R\$120. Por meio de acordo de acionistas foi estabelecido o controle em conjunto entre a Companhia e a CR Zongshen Fabricadora de Veículos S.A.. Não houve diferença entre o valor justo e o valor pago.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs*Aquisição de participação acionária – ABENGOA*

Em 2 de junho de 2011, a controlada em conjunto Taesa celebrou contratos de compra e venda de ações com o Grupo Abengoa sendo o primeiro relativo a 100% de uma concessão e o segundo, à participação de 50% em sociedade com a Abengoa composta por quatro ativos de transmissão de energia elétrica. A Taesa adquiriu: (i) 50% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. no Capital Social da Abengoa Participações Holding S.A. que, por sua vez, é titular de 100% (cem por cento) de participação no Capital Social total das transmissoras STE – Sul Transmissora de Energia S.A., ATE Transmissora de Energia S.A., ATE II Transmissora de Energia S.A., ATE III Transmissora de Energia S.A.; e, (ii) 100% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e pela Abengoa Construção Brasil Ltda. no Capital Social da NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A. A operação aumentou a participação da Taesa no mercado de transmissão de energia elétrica de 6,5% para 8,6%, em termos de RAP. A Companhia pagou por esta aquisição, com os recursos oriundos de sua 4ª emissão de notas promissórias, englobando os dois Contratos de Compra e Venda de Ações, o valor total de R\$1,17 bilhão em 29 de novembro de 2011, quando da conclusão da operação.

Aquisição da Norte Energia S.A.

Os Conselhos de Administração da Cemig e da Light aprovaram, em outubro de 2011, a aquisição de 9,77% do Capital Social da NESA, empresa detentora da concessão para construção e operação da UHE Belo Monte. A aquisição foi realizada através da Amazônia, empresa na qual a Light detém 51% das ações ON e a Cemig Geração e Transmissão detém 49% das ações ON e 100% das ações PN. O preço total pago em 01 de novembro de 2011 pela aquisição das ações da NESA foi de R\$88.424, e se refere ao reembolso dos valores aportados até o momento pelos vendedores, corrigidos pelo IPCA até 26 de outubro de 2011.

Aquisição complementar de participação na Gasmig

O Conselho de Administração autorizou, em 27 de dezembro de 2011, a aquisição de ações preferenciais nominativas, representativas de 4,38% do capital total da Gasmig, pertencentes ao Governo do Estado de Minas Gerais, pelo valor de R\$67.223, correspondente a um preço por ação de aproximadamente R\$3,75 (três reais e setenta e cinco centavos).

Aquisição de participação na EATE e ETEP

Em 2011, a Companhia adquiriu da Eletrobrás ações preferenciais da EATE e ETEP correspondentes a 11,45% e 8,02% do capital dessas empresas. Foram pagos por essas participações adicionais R\$91.060 e R\$13.145, respectivamente, correspondendo ao valor total de R\$104.205. O deságio na aquisição de participação nas empresas, no valor de R\$99.771, corresponde à diferença entre o valor pago e o valor contábil da participação no Patrimônio Líquido da EATE e ETEP e decorre da mais valia das concessões. A amortização dos ágios ocorrerá durante o período remanescente de vigência das concessões.

Aquisição de participação complementar na Transmissora Aliança de Energia Elétrica –TAESA.

Aquisição de participação complementar na Transmissora Aliança de Energia Elétrica -TAESA

A Cemig GT realizou, no dia 6 de maio de 2010, a Oferta Pública de Aquisições de ações e units, em poder dos minoritários, por meio da Transmissora Alterosa de Energia Elétrica. A operação culminou na aquisição de 24,42% das ações, até então em posse dos acionistas minoritários, pelo montante de R\$ 1.002 mil, equivalentes a R\$ 15,57 por ação. O ágio apurado na negociação foi de R\$ 523 mil.

Com esta Operação, a Cemig GT, juntamente com o Fundo de Investimentos em Participação Coliseu, concluiu o processo de aquisição da Transmissora Aliança de Energia Elétrica - TAESA (antiga Terna Participações). Parte

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

dos acionistas minoritários não aderiu à Oferta Pública de Aquisições de ações, permanecendo 4,72% das ações da TAESA em circulação no Mercado.

Aquisição de participação acionária – Ativas Data Center S.A.

Em 8 de julho de 2010, a Cemig Telecomunicações S.A. assinou Contrato de Compra e Venda de Ações com a Ativas Participações S.A., visando a compra de 49% do capital votante da empresa Ativas Data Center S.A, cujo objetivo social é a prestação de serviços de fornecimento de infraestrutura de TIC – Tecnologia da Informação e Comunicação, para atendimento a médias e grandes corporações. O investimento inicial foi de R\$ 6.753 mil.

c. eventos ou operações não usuais:

Não ocorreram.

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

a. mudanças significativas nas práticas contábeis:

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis em 2011.

As primeiras Demonstrações Contábeis da Companhia preparadas de acordo com as IFRS foram em 2010.

As políticas contábeis foram aplicadas na preparação das Demonstrações Contábeis para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2010, nas informações comparativas apresentadas para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2009 e na preparação do balanço patrimonial de abertura em IFRS para a posição financeira em 1º de janeiro de 2009 (data de transição da Companhia).

Na preparação de sua demonstração de posição financeira de abertura em IFRS, a Companhia ajustou valores anteriormente apresentados em Demonstrações Contábeis preparadas de acordo com a prática contábil anteriormente adotada. Uma explicação de como a transição da prática contábil anteriormente adotada para IFRS afetou a posição financeira e o desempenho financeiro da Companhia.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Os principais efeitos nas demonstrações contábeis da Companhia em função da adoção em 2010 dos pronunciamentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis de nºs 15 a 43, das Interpretações Técnicas de nºs 1 a 16 e das Orientações Técnicas de nºs 3 a 5 além das normas IFRS estão descritos a seguir:

a) Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) e Orientação OCPC 05 – Contratos de Concessão

Esta Interpretação especifica condições a serem atendidas em conjunto para que as concessões públicas estejam inseridas em seu alcance:

- o concedente controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço;
- o concedente controla, por meio de titularidade, usufruto ou de outra forma qualquer, participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo da concessão.

Quando da análise dos contratos de concessão da Companhia, constatou-se que as condições acima mencionadas se aplicam para os contratos de distribuição, transmissão de energia e de alguns contratos de geração eólica, não se aplicando aos contratos de geração hidráulica e térmica.

De acordo com a Interpretação, quando um concessionário é remunerado pelos usuários dos serviços públicos, em decorrência da obtenção do direito de cobrá-los a um determinado preço e período pactuado com o Poder Concedente, o valor despendido pelo concessionário na aquisição desse direito é reconhecido no Ativo Intangível.

Por outro lado, quando o responsável pela remuneração dos investimentos feitos pelo concessionário for o Poder Concedente e o contrato estabelecer que há o direito contratual incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro, independentemente do uso efetivo da infraestrutura (demanda) ao longo do prazo de concessão, é necessário o reconhecimento do Ativo Financeiro.

Considerando as características das concessões de distribuição da Companhia, foi utilizado na adoção inicial o modelo bifurcado, com o desmembramento da infraestrutura de concessão entre Ativo Intangível e Ativo Financeiro.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases*Aplicação na atividade de distribuição de energia e gás:*

Na atividade de distribuição a infraestrutura recebida ou construída é recuperada por meio de dois fluxos de caixa: (a) parte por meio do consumo de energia e gás efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e gás consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Dessa forma, a Companhia mensurou o valor dos ativos, anteriormente registrados no Imobilizado, que não estarão integralmente depreciados até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente. A diferença entre o valor anteriormente registrado no Imobilizado e o Ativo Financeiro constituído foi transferida para o Ativo Intangível.

Na Cemig Distribuição, apesar da existência de cláusula de renovação nos atuais contratos de concessão da Companhia por mais 20 anos, essa renovação não foi considerada para fins de bifurcação dos ativos, sendo utilizada a data de vencimento do atual contrato, em fevereiro de 2016, em atendimento ao CPC 04. Para a controlada Light, foi utilizada como data de vencimento da concessão o ano de 2026.

Os valores registrados no Ativo Intangível serão amortizados em conformidade com a vida útil dos ativos, foi até a data de vencimento da concessão utilizando-se como base a estimativa elaborada pela ANEEL.

Conforme definido pela Interpretação, considerando que as empresas de distribuição atuam essencialmente como responsáveis primárias em relação aos serviços de construção e instalação, é necessário o reconhecimento de receita e despesa de construção relacionadas a esses serviços. Tendo em vista o modelo regulatório brasileiro, onde as empresas distribuidoras têm a sua remuneração baseada na operação e manutenção dos ativos e a construção de novas instalações é essencialmente terceirizada, a Companhia entende que a margem de lucro nessa atividade de construção é imaterial, motivo pelo qual considerou como nula para fins de elaboração das demonstrações contábeis.

Para as contribuições do consumidor, registradas como conta redutora do ativo, foram adotados os seguintes procedimentos:

- o saldo inicial de obrigações especiais registrado na data de transição deve ser amortizado até o vencimento da concessão e, caso seja estimado saldo remanescente, este deve ser classificado como Ativo Financeiro, em conta redutora;
- a parcela do saldo inicial que deve ser amortizado entre a data da transição da norma contábil e o vencimento da concessão deve ser classificada como ativo intangível, em conta redutora.

Em função do critério utilizado de realizar a bifurcação dos ativos entre Financeiro e Intangível tendo como base os valores contábeis então constantes do Imobilizado, a alteração mencionada não alterou o Patrimônio Líquido da Companhia em 1º de janeiro de 2009.

Aplicação na atividade de transmissão:

Na atividade de transmissão, a infraestrutura recebida ou construída é recuperada por meio de dois fluxos de caixa: (a) parte a ser recebida diretamente dos usuários delegados pelo poder concedente (geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores) por meio do faturamento mensal da receita anual permitida (RAP) durante o prazo de concessão; e (b) parte como indenização (para os casos que existe o direito contratual) dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

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

Tendo em vista que não existe risco de demanda na atividade de transmissão, pois a receita decorre apenas da disponibilização da rede, sendo que para a infraestrutura não utilizada até o final da concessão existe um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, a infraestrutura utilizada na concessão foi integralmente registrada como um Ativo Financeiro.

Os critérios de aplicação da ICPC 01 na atividade de transmissão para as concessões antigas, referentes aos ativos da Cemig GT, e para as concessões de transmissão novas, referentes aos ativos das demais empresas controladas em conjunto, são como segue:

Concessões de transmissão novas:

Para as novas concessões de transmissão, os cálculos foram feitos de forma retroativa ao início de vigência do contrato de concessão, sendo os custos relacionados à construção da infraestrutura registrados no resultado quando da sua apuração e registrando-se uma receita de construção a valor justo, que inclui, para alguns contratos, margem de lucro.

Deve ser ressaltado que o registro no resultado dos custos de infraestrutura somente ocorreu para os ativos que serão utilizados durante a concessão. A parcela dos ativos que não será utilizada durante a concessão foi registrada como um ativo financeiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente ao final da vigência do contrato.

Também para as novas concessões foi registrada no ativo, durante o período da construção, a receita de transmissão a ser recebida durante todo o período da concessão, a valor justo.

Após a adoção inicial, os ativos financeiros das concessões novas passaram a gerar uma receita financeira pela atualização da receita registrada com base na taxa efetiva de retorno.

Os impactos no Patrimônio Líquido em função da adoção do ICPC 01 para as novas concessões de transmissão estão demonstrados nesta Nota Explicativa.

Concessões de transmissão antigas:

Para as concessões de transmissão antigas, a Companhia considera que em função do volume e idade dos ativos não haveria condições de aplicar a ICPC 01 de forma retroativa. Dessa forma, foram utilizados na adoção os saldos contábeis dos ativos.

Os ativos, anteriormente registrados no Imobilizado, foram integralmente alocados como um Ativo Financeiro. Os impactos no Patrimônio Líquido em função da adoção do ICPC 01 para as novas concessões de transmissão estão demonstrados nesta Nota Explicativa, sendo que para as concessões de transmissão antigas não ocorreu impacto no patrimônio líquido de 1º de janeiro de 2009, tendo em vista que foram utilizados na adoção os saldos contábeis originalmente registrados.

Aplicação na atividade de geração eólica:

A interpretação técnica ICPC 01 (IFRIC 12) é aplicável para a atividade de geração eólica em função da infraestrutura ser utilizada durante a concessão, ou seja, os ativos são, em sua maior parte, integralmente amortizados durante o período de vigência da concessão. Adicionalmente, o preço de venda da energia é definido em conformidade ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, ou seja, a venda da energia proveniente das usinas eólicas não é realizada em mercado de livre negociação.

Dessa forma, os saldos dos ativos, anteriormente registrados no Ativo Imobilizado, foram transferidos para o Ativo Intangível.

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

Os cálculos foram feitos de forma retroativa ao início de vigência do contrato de concessão, sendo os custos relacionados à construção da infraestrutura registrados no resultado quando da sua apuração e registrando-se uma receita de construção a valor presente que inclui os impostos incidentes sobre a receita e margem de lucro.

b) Pronunciamento CPC 27 (IAS 16) e Interpretação Técnica ICPC 10 – Ativo Imobilizado

A Companhia fez uma avaliação do valor justo dos seus ativos de geração mais antigos, registrados nas controladas e controladas em conjunto Cemig GT, Sá Carvalho, Rosal, Horizontes, Light e Cemig PCH, sendo contratada empresa especializada para avaliação dos ativos de geração e definição do seu valor justo pelo custo de reposição. Não foi alterada a vida útil dos ativos, tendo em vista que a Companhia adotou aquelas estimadas pela ANEEL.

A nova avaliação dos ativos de geração implicou em um aumento no valor desses ativos, com o registro em conta específica do Patrimônio Líquido de cada uma das controladas em conta denominada “Ajustes de Avaliação Patrimonial”, no montante de R\$1.495.823, líquido dos efeitos fiscais, com o ajuste também reflexo no Patrimônio Líquido da CEMIG em 1º de janeiro de 2009.

c) Orientação OCPC 05 – Contratos de Concessão - Outorgas Onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos ao Poder Concedente ao longo do prazo de vigência do contrato como compensação pela exploração.

As concessões a serem pagas ao Poder Concedente preveem parcelas mensais com diferentes valores ao longo do tempo. Para fins contábeis e de reconhecimento de custos, a Companhia reconhecia as despesas incorridas de forma linear, tendo como base o valor nominal corrigido.

Entretanto, a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia alterou, de forma retroativa, a prática contábil para registro dessas outorgas onerosas, por entender que representam um ativo intangível relacionado ao direito de exploração, sendo registradas a partir da assinatura dos contratos pelo valor presente da obrigação de pagamento.

O Ativo Intangível é amortizado a partir da entrada em operação da usina, sendo que a obrigação registrada a valor presente no passivo também é atualizada mensalmente com base nas premissas financeiras que foram utilizadas para registro inicial dessa obrigação.

d) Pronunciamento CPC 20 (IAS 23) - Encargos Capitalizados

A Companhia reavaliou os critérios para capitalização dos custos de empréstimos que são atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo, sendo estabelecida uma taxa média ponderada para a capitalização dos custos dos empréstimos que estão em vigência e que não estão vinculados diretamente a um ativo qualificável.

Esse procedimento implicou na transferência de despesas para as obras em montantes superiores aos apurados de acordo com a prática contábil anterior, quando eram transferidos apenas os custos dos empréstimos e financiamentos que eram diretamente vinculados às obras, e os custos dos demais empréstimos e financiamentos eram integralmente registrados no resultado.

e) Pronunciamento CPC 27 (IAS 16) e ICPC 01 (IFRIC 12) – Rateio da Taxa de Administração

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

Até o exercício de 2009, a legislação do setor elétrico determinava que poderia ser apropriado mensalmente ao custo do imobilizado em curso até 8% dos gastos diretos de pessoal e serviços de terceiros, na proporção dos investimentos realizados, por meio de critério de rateio.

Esse procedimento está em desacordo com os novos pronunciamentos contábeis, sendo que a Companhia realizou o estorno desses valores que haviam sido incluídos no custo dos seus ativos em 2009 no montante de R\$29.792.

f) Pronunciamento CPC 33 (IAS 19) - Obrigações Pós-Emprego

A Companhia registra, desde o exercício de 2000, os custos, as contribuições e o passivo atuarial relacionados à suplementação de aposentadoria e aos outros benefícios pós-emprego.

Apesar do Pronunciamento CPC 33 não apresentar alterações significativas no cálculo atuarial das obrigações pós-emprego em relação aos critérios anteriores, é exigido que na adoção do Pronunciamento sejam registradas as perdas atuariais acumuladas ainda não reconhecidas de períodos anteriores no saldo de abertura de 1º de janeiro de 2009 e que se encontravam somente divulgadas em nota explicativa.

Dessa forma, a Companhia registrou uma obrigação adicional no valor de R\$642.574 em contrapartida ao Patrimônio Líquido referente as perdas atuariais ainda não reconhecidas em 1º de janeiro de 2009.

Adicionalmente, e exclusivamente para as obrigações pós-emprego com aposentadoria, tendo em vista que a Companhia tem uma dívida pactuada com o Fundo de Pensão para a amortização de obrigações atuariais e que essa dívida é superior a obrigação definida pelo atuário em conformidade ao CPC 33, foi feito um registro adicional no passivo para que a obrigação registrada reflita exatamente a obrigação com o fundo de pensão, no montante de R\$24.148. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 20.

Dessa forma, tendo em vista que para as obrigações pós-emprego com aposentadoria o valor registrado no passivo corresponde à dívida, a atualização monetária e os juros incidentes sobre essa dívida estão registrados na despesa financeira. Para as demais obrigações pós-emprego com plano de saúde, odontológico e seguro de vida, as despesas são registradas como operacionais.

g) Ativos e passivos regulatórios – Estrutura Conceitual (Framework)

A definição se os ativos e passivos regulatórios estariam dentro da estrutura conceitual das normas internacionais vem sendo discutida pelo IASB desde 2005.

Em função destas discussões, uma minuta de pronunciamento relacionada aos procedimentos a serem adotados para o registro de ativos e passivos regulatórios nas empresas reguladas foi emitido pelo IASB em 2009 para análise e recebimento de contribuições. Em 2010, o IASB decidiu postergar a conclusão do projeto para o último trimestre de 2011.

Portanto, para o exercício de 2010, não existe nenhuma norma específica em vigor que permita o reconhecimento destes ativos e passivos regulatórios.

Dessa forma, a Companhia realizou a baixa dos ativos e passivos regulatórios de suas Demonstrações Contábeis, estando apresentados na nota explicativa nº 34 os principais saldos dos itens regulatórios que não foram registrados nas Demonstrações Contábeis da Companhia na data de 1º de janeiro de 2009.

h) Pronunciamento CPC 32 (IAS 12) – Impostos incidentes sobre os ajustes de adoção das novas normas contábeis

Em decorrência dos ajustes mencionados anteriormente nesta nota relacionados à adoção das novas normas contábeis, a Companhia efetuou o registro dos impostos incidentes sobre esses ajustes conforme demonstrado a seguir na conciliação dos balanços patrimoniais e na demonstração de resultado.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**Conciliação do Balanço Patrimonial**

A conciliação do Balanço Patrimonial para os ajustes efetuados em função da adoção das novas práticas contábeis são como segue:

ATIVO	Item	Consolidado			Controladora		
		01/01/2009 GAAP Anterior	Ajustes	01/01/2009 IFRS	01/01/2009 GAAP Anterior	Ajustes	01/01/2009 BRGAAP
CIRCULANTE							
Caixa e Equivalentes de Caixa		2.283.937	-	2.283.937	256.906	-	256.906
Consumidores e Revendedores	H	2.042.157	(23.861)	2.018.296	-	-	-
Recomposição Tarifária Extraordinária e Parcela “A”	H	329.350	(329.350)	-	-	-	-
Concessionários - Transporte de Energia	H	463.165	(30.061)	433.104	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	A	-	140.603	140.603	-	-	-
Tributos Compensáveis		318.557	93	318.650	11.573		11.573
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar		525.292	(67.695)	457.597			
Despesas Antecipadas - CVA	H	778.545	(778.545)	-	-	-	-
Revendedores - Transações com Energia Livre	H	15.076	(15.076)	-	-	-	-
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	H	188.792	(188.792)	-	18.381	(18.381)	-
Dividendos a Receber		-	-	-	1.436.822	-	1.436.822
Ativo Regulatório – PIS- PASEP/COFINS	H	46.240	(46.240)	-	-	-	-
Reajuste Tarifário Diferido	H	133.423	(133.423)	-	-	-	-
Estoques		35.830	-	35.830	17	-	17
Outros Créditos		517.158	(41.727)	475.431	21.582	-	21.582
TOTAL DO CIRCULANTE		7.677.522	(1.514.074)	6.163.448	1.745.281	(18.381)	1.726.900
NÃO CIRCULANTE							
Contas a Receber do Governo do Estado		1.800.873	-	1.800.873	-	-	-
Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios		-	-	-	810.593	-	810.593
Recomposição Tarifária e Parcela “A”	H	218.688	(218.688)	-	-	-	-
Despesas Antecipadas - CVA	H	296.762	(296.762)	-	-	-	-
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	E C F	748.014	980.161	1.728.175	145.976	30.068	176.044
Revendedores - Transações com Energia Livre	H	4.107	(4.107)	-	-	-	-
Tributos Compensáveis	H	98.369	-	98.369	426	-	426
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar		173.683	-	173.683	173.638	-	173.638
Depósitos Vinculados a Litígios		382.176	57.654	439.830	87.831	42.209	130.040
Consumidores e Revendedores		90.529	-	90.529	-	-	-
Outros Créditos	H	142.795	(10.792)	132.003	68.372	-	68.372
Ativo Financeiro da Concessão	A	-	2.890.881	2.890.881	-	-	-
Investimentos		36.689	-	36.689	7.857.745	386.919	8.244.664
Imobilizado	E D A B	12.055.792	(4.016.703)	8.039.089	2.034	-	2.034
Intangível	D A C	615.469	3.334.919	3.950.388	2.543	-	2.543
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		16.663.946	2.716.563	19.380.509	9.149.203	459.196	9.608.399
TOTAL DO ATIVO		24.341.468	1.202.489	25.543.957	10.894.484	440.815	11.335.299

PASSIVO	Item	Consolidado			Controladora		
		01/01/2009 GAAP Anterior	Ajustes	01/01/2009 IFRS	01/01/2009 GAAP Anterior	Ajustes	01/01/2009 BRGAAP
CIRCULANTE							
Fornecedores		891.821	-	891.821	7.134	-	7.134
Encargos Regulatórios		488.835	-	488.835	-	-	-
Participações nos Lucros		116.955	-	116.955	4.502	-	4.502
Impostos, Taxas e Contribuições	A	435.492	(15.927)	419.565	31.990	-	31.990
Imposto de Renda e Contribuição Social	A	191.841	(77.806)	114.035			
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar		960.129	-	960.129	960.129	-	960.129
Empréstimos e Financiamentos		881.880	-	881.880	6.740	-	6.740
Debêntures		398.268	-	398.268	-	-	-

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

Salários e Contribuições Sociais		293.894	-	293.894	16.117	-	16.117
Passivo Regulatório - CVA	H	488.284	(488.284)	-	-	-	-
Obrigações Pós-emprego		83.097	-	83.097	3.907	-	3.907
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros		98.628	-	98.628	-	-	-
Dívidas com Pessoas Ligadas		-	-	-	10.003	-	10.003
Outras Obrigações	H	478.947	(39.569)	439.378	20.623	-	20.623
TOTAL DO CIRCULANTE		5.808.071	(621.586)	5.186.485	1.061.145	-	1.061.145
NÃO CIRCULANTE							
Encargos Regulatórios		20.521	-	20.521	-	-	-
Passivo Regulatório - CVA	H	156.883	(156.883)	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos		4.824.307	-	4.824.307	73.587	-	73.587
Debêntures		1.240.283	-	1.240.283	-	-	-
Impostos, Taxas e Contribuições	A B C	122.732	-	122.732	-	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social		248.653	798.179	1.046.832	-	-	-
Provisões para Contingências	H	661.935	59.794	721.729	355.153	42.209	397.362
Concessões a Pagar	C	-	75.689	75.689	-	-	-
Obrigações Pós-emprego	F	1.396.704	642.575	2.039.279	52.935	34.373	87.308
Outras Obrigações	H	166.929	(7.474)	159.455	30	-	30
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		8.838.947	1.411.880	10.250.827	481.705	76.582	558.287
TOTAL DO PASSIVO		14.647.018	790.294	15.437.312	1.542.850	76.582	1.619.432
PATRIMÔNIO LÍQUIDO ATRIBUÍDO AOS CONTROLADORES							
Capital Social		2.481.508	-	2.481.508	2.481.508	-	2.481.508
Reservas de Capital	B	3.983.021	-	3.983.021	3.983.021	-	3.983.021
Reservas de Lucros	A C D F H	2.859.920	-	2.859.920	2.859.920	-	2.859.920
Ajuste Acumulado de Conversão		61	-	61	61	-	61
Aj. Avaliação Patrimonial		-	1.495.823	1.495.823	-	1.495.823	1.495.823
Recursos Destinados a Aumento de Capital		27.124	-	27.124	27.124	-	27.124
Prejuízos Acumulados		-	(1.131.590)	(1.131.590)	-	(1.131.590)	(1.131.590)
		9.351.634	364.233	9.715.867	9.351.634	364.233	9.715.867
PARTICIPAÇÕES DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES		342.816	47.962	390.778	-	-	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.694.450	412.195	10.106.645	9.351.634	364.233	9.715.867
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		24.341.468	1.202.489	25.543.957	10.894.484	440.815	11.335.299

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

ATIVO	Item	Consolidado			Controladora		
		31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 IFRS	31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 BRGAAP
CIRCULANTE							
Caixa e Equivalentes de Caixa		4.424.959	-	4.424.959	656.704	-	656.704
Consumidores e Revendedores	H	2.107.342	170.565	2.277.907	-	-	-
Recomposição Tarifária Extraordinária e Parcela “A”	H	227.444	(227.444)	-	-	-	-
Concessionários - Transporte de Energia	H	395.649	(28.665)	366.984	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	A	-	222.173	222.173		-	
Tributos Compensáveis		343.655	13.372	357.027	8.208	-	8.208
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar		550.325	(20.000)	530.325	-	-	-
Despesas Antecipadas - CVA	H	754.373	(754.373)	-	-	-	-
Revendedores - Transações com Energia Livre	H	46.028	(46.028)	-	-	-	-
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	H	141.889	(141.889)	-	7.525	(7.525)	-
Dividendos a Receber		-	-	-	1.362.451	-	1.362.451
Revisão Tarifária da Transmissão	H	83.303	(83.303)	-	-	-	-
Reajuste Tarifário Diferido		-	-	-	-	-	-
Estoques		35.032	-	35.032	17	-	17
Outros Créditos		334.416	68.151	402.567	14.124	-	14.124
TOTAL DO CIRCULANTE		9.444.415	(827.441)	8.616.974	2.049.029	(7.525)	2.041.504
NÃO CIRCULANTE							
Contas a Receber do Governo do Estado		1.823.644	-	1.823.644	-	-	-
Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios		-	-	-	872.638	-	872.638
Despesas Antecipadas - CVA	H	199.915	(199.915)	-	-	-	-
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	E C F	572.146	535.629	1.107.775	111.920	20.896	132.816
Tributos Compensáveis	H	115.200	-	115.200	111.895	-	111.895
Impostos de Renda e Contribuição Social a recuperar		112.719	5.013	117.732			
Depósitos Vinculados a Litígios		627.567	65.798	693.365	95.461	57.879	153.340
Consumidores e Revendedores		161.239	-	161.239	-	-	-
Ativo Regulatório – PIS- PASEP/COFINS	H	46.240	(46.240)	-	-	-	-
Revisão Tarifária da Transmissão	H	35.976	(35.976)	-	-	-	-
Outros Créditos	H	126.925	(11.811)	115.114	78.286	7.065	85.351
Ativo Financeiro da Concessão	A	-	5.508.462	5.508.462	-	-	-
Investimentos		25.955	-	25.955	8.540.385	908.887	9.449.272
Imobilizado	E D A B	13.862.757	(5.559.834)	8.302.923	1.891	(12)	1.879
Intangível	D A C	1.711.575	1.993.692	3.705.267	1.544	-	1.544
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		19.421.858	2.254.818	21.676.676	9.814.020	994.715	10.808.735
TOTAL DO ATIVO		28.866.273	1.427.377	30.293.650	11.863.049	987.190	12.850.239

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

PASSIVO	Item	Consolidado			Controladora		
		31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 IFRS	31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 BRGAAP
CIRCULANTE							
Fornecedores		852.195	-	852.195	14.275	-	14.275
Encargos Regulatórios		324.234	-	324.234	-	-	-
Participações nos Lucros		97.878	-	97.878	3.774	-	3.774
Impostos, Taxas e Contribuições	A	429.399	(9.908)	419.491	32.838	-	32.838
Imposto de Renda e Contribuição Social	A	187.481	(60.373)	127.108			
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar		953.789	-	953.789	953.789	-	953.789
Empréstimos e Financiamentos		4.244.123	1.634.347	5.878.470	23.358	-	23.358
Debêntures		35.570	745.006	780.576	-	-	-
Salários e Contribuições Sociais		353.291	-	353.291	18.423	-	18.423
Passivo Regulatório - CVA	H	656.404	(656.404)	-	-	-	-
Obrigações Pós-emprego		94.041	-	94.041	4.108	-	4.108
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros		78.305	-	78.305	-	-	-
Revisão Tarifária da Transmissão		-	-	-	-	-	-
Dívidas com Pessoas Ligadas		-	-	-	10.839	-	10.839
Provisões para Contingências		-	-	-	-	-	-
RTE e Parcela “A”		-	-	-	-	-	-
Outras Obrigações		414.794	(94.575)	320.219	20.605	-	20.605
TOTAL DO CIRCULANTE		8.721.504	1.558.093	10.279.597	1.082.009	-	1.082.009
NÃO CIRCULANTE							
Encargos Regulatórios		152.303	-	152.303	-	-	-
Passivo Regulatório - CVA	H	228.111	(228.111)	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos		5.678.628	(1.634.347)	4.044.281	55.190	-	55.190
Debêntures		1.334.626	(745.006)	589.620	-	-	-
Impostos, Taxas e Contribuições	A B C	340.905	(14.360)	326.545	-	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	A B C	261.792	726.921	988.713			
Provisões para Contingências	H	495.096	66.931	562.027	326.032	57.879	383.911
Concessões a pagar	C	-	79.817	79.817	-	-	-
Obrigações Pós-emprego	F	1.178.946	736.040	1.914.986	48.118	39.315	87.433
Outras Obrigações	H	198.857	(8.597)	190.260	76.195	-	76.195
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.869.264	(1.020.712)	8.848.552	505.535	97.194	602.729
TOTAL DO PASSIVO		18.590.768	537.381	19.128.149	1.587.544	97.194	1.684.738
PATRIMÔNIO LÍQUIDO ATRIBUÍDO AOS CONTROLADORES							
Capital Social		3.101.884	-	3.101.884	3.101.884	-	3.101.884
Reservas de Capital	B	3.969.099	-	3.969.099	3.969.099	-	3.969.099
Reservas de Lucros	H D A C F	3.177.248	-	3.177.248	3.177.248	-	3.177.248
Ajuste Acumulado de Conversão		150	-	150	150	-	150
Aj. Avaliação Patrimonial		-	1.343.383	1.343.383	-	1.343.383	1.343.383
Recursos Destinados a Aumento de Capital		27.124	-	27.124	27.124	-	27.124
Prejuízos Acumulados		-	(453.387)	(453.387)	-	(453.387)	(453.387)
		10.275.505	889.996	11.165.501	10.275.505	889.996	11.165.501
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		28.866.273	1.427.377	30.293.650	11.863.049	987.190	12.850.239

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

A conciliação da Demonstração do Resultado para os ajustes efetuados no balanço de abertura e referente à 31/12/2009 são como segue:

	Item	Consolidado			Controladora		
		31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 IFRS	31/12/2009 GAAP Anterior	Ajustes	31/12/2009 BRGAAP
RECEITA	H A	11.705.083	453.229	12.158.312	345	-	345
CUSTOS OPERACIONAIS							
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS							
Energia Elétrica Comprada para Revenda	H	(3.706.021)	506.648	(3.199.373)	-	-	-
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	H	(831.477)	(21.558)	(853.035)	-	-	-
Gás Comprado para Revenda	A	(166.810)	275	(166.535)	-	-	-
		(4.704.308)	485.365	(4.218.943)	-	-	-
CUSTO DE OPERAÇÃO							
Pessoal e Administradores	E	(904.824)	(21.125)	(925.949)	-	-	-
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado		-	(238.554)	(238.554)			
Obrigações Pós-emprego	F	(91.145)	91.145	-	-	-	-
Materiais	E	(100.197)	(6.163)	(106.360)	-	-	-
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia		(4.070)	-	(4.070)	-	-	-
Serviços de Terceiros	H E	(641.641)	2.533	(639.108)	-	-	-
Depreciação e Amortização	E A B C	(712.232)	(159.436)	(871.668)	-	-	-
Provisões Operacionais	H	(27.386)	(18.451)	(45.837)	-	-	-
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		(146.083)	-	(146.083)	-	-	-
Outras	H E A B C	(98.462)	18.493	(79.969)	-	-	-
		(2.726.040)	(331.558)	(3.057.598)	-	-	-
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO		-	(119.176)	(119.176)	-	-	-
CUSTO TOTAL		(7.430.348)	34.631	(7.395.717)	-	-	-
LUCRO BRUTO		4.274.735	487.860	4.762.595	345	-	345
DESPESA OPERACIONAL							
Despesas com Vendas		(183.899)	-	(183.899)	-	-	-
Despesas Gerais e Administrativas		(676.909)	-	(676.909)	(28.234)	(17.774)	(46.008)
Outras Despesas Operacionais		(111.175)	(98.820)	(209.995)	(17.972)	-	(17.972)
		(971.983)	(98.820)	(1.070.803)	(46.206)	(17.774)	(63.980)
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado de Equivalência Patrimonial e Resultado Financeiro		3.302.752	389.040	3.691.792	(45.861)	(17.774)	(63.635)
Resultado de Equivalência Patrimonial		-	-	-	2.046.912	279.994	2.326.906
Receitas Financeiras	C D	883.404	(50.238)	833.166	41.467	-	41.467
Despesas Financeiras		(1.102.726)	(84.931)	(1.187.657)	(40.357)	(4.591)	(44.948)
Lucro antes dos Impostos		3.083.430	253.871	3.337.301	2.002.161	257.629	2.259.790
Imposto de Renda e Contribuição Social		(895.561)	-	(895.561)	(115.749)	-	(115.749)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	H F D B A E	(15.111)	(220.291)	(235.402)	(12.187)	1.683	(10.504)
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado		(238.554)	238.554	-	(12.822)	12.822	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.934.204	272.134	2.206.338	1.861.403	272.134	2.133.537
Lucro Atribuível aos Acionistas Controladores		1.861.403	272.134	2.133.537			
Lucro Atribuível aos Acionistas não Controladores		72.801	-	72.801	-	-	-

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor:**

Nenhuma ressalva constou no parecer dos auditores independentes de 2010. Apenas as ênfases abaixo:

“Conforme descrito na nota explicativa 2.9, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

A controlada indireta em conjunto Madeira Energia S.A. - MESA e sua controlada incorreram em gastos relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua Administração, deverão ser absorvidos pelas receitas das operações. A realização do ativo imobilizado consolidado constituído pelos referidos gastos, que em 31 de dezembro de 2010 totalizavam R\$7.077,9 milhões, de acordo com as expectativas da administração, dar-se-á a partir do início das operações, previsto para dezembro de 2011. O montante proporcional à Companhia é de R\$707,8 milhões no ativo imobilizado”.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A preparação das Demonstrações Contábeis, individuais e consolidadas, de acordo com as normas IFRS e as normas do CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas relacionadas às Demonstrações Contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 8 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;
- Nota 10 – Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido;
- Nota 15 – Depreciação;
- Nota 16 – Amortização;
- Nota 21 – Obrigações Pós-Emprego;
- Nota 22 – Provisões;
- Nota 24 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica; e
- Nota 29 – Mensuração pelo Valor Justo e Instrumentos Financeiros Derivativos.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las**

A Diretoria Executiva, incluindo o Diretor Presidente e o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, é responsável por estabelecer e manter um sistema de controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis.

Os controles internos para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis incluem procedimentos que foram implementados para prover, com razoável certeza: (i) a confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; (iii) o processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com autorizações da administração; e (iv) a detecção tempestiva de aquisições inapropriadas e da alienação ou destinação de ativos materiais. Enfatizamos que, devido às limitações inerentes aos controles internos, existe a possibilidade que tais controles não previnam ou detectem todas as deficiências. Adicionalmente, projeções relativas à avaliação de efetividade dos controles internos estão sujeitas ao risco de que os controles deixem de funcionar devido a mudanças nas condições em que operam ou deixem de estar em conformidade com políticas e procedimentos.

A administração avaliou a efetividade dos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis em 31 de dezembro de 2011, com base nos critérios estabelecidos no documento Integrated Internal Control Framework, emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission - COSO, e concluiu que, em 31 de dezembro de 2011, o sistema de controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis é efetivo.

b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Não foram reportadas deficiências de controles internos que possam comprometer a confiabilidade das demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**Notas Promissórias**

A Companhia realizou, em 23 de dezembro de 2010, a sua 3ª emissão de notas promissórias comerciais para colocação e distribuição pública no mercado de capitais local, no valor total R\$350 milhões a juros remuneratórios de 105,5% da Taxa DI, com vencimento em 360 dias a partir da data da respectiva subscrição e integralização, podendo a Companhia resgatar antecipadamente as notas promissórias, nos termos da legislação aplicável.

Os recursos obtidos pela Companhia foram destinados à recomposição de caixa em função de investimentos realizados pela Companhia, não havendo desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e a proposta de aplicação divulgada nos documentos da oferta. O saldo devedor foi integralmente quitado em 04 de agosto de 2011 com recursos de caixa.

A Companhia realizou, em 28 de dezembro de 2011, a sua 4ª emissão de notas promissórias comerciais para colocação e distribuição pública no mercado de capitais local, no valor total R\$1.000 milhões a juros remuneratórios de 106% da Taxa DI, com vencimento em 360 dias a partir da data da respectiva subscrição e integralização, podendo a Companhia resgatar antecipadamente as notas promissórias, nos termos da legislação aplicável.

Os recursos obtidos pela Companhia foram destinados à aquisição de ativos e à recomposição de caixa em função de investimentos realizados pela Companhia, não havendo desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e a proposta de aplicação divulgada nos documentos da oferta. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2011 era de R\$990,1 milhões.

a. Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos obtidos pela Companhia foram utilizados para a recomposição do seu caixa

b. Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distributiva

Não houve desvios entre a aplicação efetiva dos recursos e a proposta de aplicação divulgada nos documentos da oferta.

c. Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não houve desvios.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:**

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços
- iv. contratos de construção não terminada
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A CEMIG e suas controladas possuem obrigações contratuais e compromissos que incluem a amortização de empréstimos e financiamentos, compra de energia elétrica de Itaipu e outros, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em diante	Total
Empréstimos e Financiamentos	6.049.827	2.904.592	2.502.993	1.596.271	786.411	1.938.975	15.779.069
Compra de Energia Elétrica de Itaipu	742.317	750.683	605.620	629.081	603.223	27.933.563	31.264.487
Transporte de Energia Elétrica de Itaipu	74.595	78.663	63.228	66.386	66.212	1.958.883	2.307.967
Compra de Energia - Leilão	2.259.814	2.119.471	1.889.298	2.313.910	2.439.899	79.292.017	90.314.409
Outros contratos de compra de energia	938.621	1.249.830	1.527.442	1.214.159	1.128.145	21.864.399	27.922.596
Dívida com Plano de Pensão-FORLUZ	74.441	48.541	51.453	54.541	57.813	559.792	846.581
Total	10.139.615	7.151.780	6.640.034	5.874.348	5.081.703	133.547.629	168.435.109

b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

- Despesas futuras com compra de energia

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

- a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**
- b) natureza e o propósito da operação**
- c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Os itens mencionados na tabela constante do item 10.8, ainda não registrados nas Demonstrações Financeiras, que terão impacto no Balanço Patrimonial e também no resultado, decorrem basicamente dos contratos futuros de compra de energia.

No caso das despesas futuras com compra de energia, a Companhia registrará, simultaneamente, uma receita operacional em função da venda dessa energia, quando será apurada uma margem de lucro em função dessas operações.