

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

Formulário 20-F

- TERMO DE REGISTRO CONFORME ARTIGO 12(b) ou (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
- ou
- RELATÓRIO ANUAL CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009
- ou
- RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
- ou
- RELATÓRIO DE SHELL COMPANY CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

Data do evento exigindo o presente relatório de shell company: N/A

Número de Protocolo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Denominação exata da Requerente conforme consta em seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS

(Tradução para o Inglês da denominação da Requerente)

BRASIL

(Jurisdição de incorporação ou organização)

Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG, 30190-131

(Endereço da sede)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(b) do Act:

Denominação de cada classe:	Nome de cada bolsa em que Registrada:
Ações Preferenciais, valor nominal de R\$5,00 <i>American Depositary Shares</i> , cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York * Bolsa de Valores de Nova York
Ações Ordinárias, valor nominal de R\$5,00 <i>American Depositary Shares</i> , cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York * Bolsa de Valores de Nova York

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(g) do Act:
Nenhum

Valores mobiliários em relação aos quais existe obrigação de prestar informações de acordo com o art. 15(d) do Act:
Nenhum

Indicar o número de ações em circulação de cada uma das espécies do capital social ou o número de ações ordinárias emitidas pela Requerente no encerramento do período coberto pelo relatório anual:

298.269.668 Ações Ordinárias
384.144.914 Ações Preferenciais

Assinalar se a Requerente é uma reconhecida emissora sazonal, conforme definido na *Rule 405 do Securities Act*. Sim Não

Se o presente relatório é um relatório anual ou de transição, indicar se a Requerente não deve arquivar relatórios conforme o art. 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934. Sim Não

Indicar se a Requerente (1) arquivou todos os relatórios que devem ser arquivados segundo o Artigo 13 ou 15 (d) do *Securities Exchange Act* de 1934 no período precedente de 12 meses (ou período menor no qual a Requerente estava obrigada a divulgar e registrar esses arquivos) e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias. Sim Não

Assinalar se a Requerente submeteu por meio eletrônico e disponibilizou em seu *website* corporativo, caso existente, todos os arquivos interativos cujo envio e disponibilização são exigidos nos termos da *Rule 405 da Regulation S-T* (§232.405 deste capítulo) no período precedente de 12 meses (ou por período inferior no qual foi requerido o envio ou disponibilização dos referidos arquivos pela Requerente). Sim Não

Assinalar se a Requerente é requerente de grande porte de processo acelerado (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated*) ou requerente de processo não-acelerado (*non-accelerated*). Vide a definição de "requerente de processo acelerado e requerente de grande porte de processo acelerado" no art. 12b-2 do *Exchange Act* (marque um):

Requerente de Processo Acelerado de Grande Porte Requerente de processo Acelerado Requerente de processo Não-acelerado

Assinalar qual norma contábil a Requerente utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP IFRS Outro

Caso a opção "Outro" tenha sido assinalada acima, indicar qual item da demonstração financeira a Requerente optou por seguir: Item 17 Item 18

Na hipótese do presente relatório ser um relatório anual, indicar se a Requerente é uma *shell company* (de acordo com o artigo 12b-2 do *Securities Exchange Act*). Sim Não

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de *American Depositary Shares*, conforme os requisitos da *Securities and Exchange Commission*

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTA COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Índice

PARTE I	1
Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores	1
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	1
Item 3. Informações Principais	1
Item 4. Informações sobre a Companhia	16
Item 4A. Comentários não resolvidos do <i>staff</i>	73
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	73
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados.....	94
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	104
Item 8. Informações Financeiras.....	106
Item 9. A Oferta e a Listagem	112
Item 10. Informações Adicionais.....	117
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado.....	133
Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações.....	134
PARTE II.....	136
Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora	136
Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos	136
Item 15. Controles e Procedimentos	136
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria.....	139
Item 16B. Código de Ética	139
Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores	139
Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem de Comitês de Auditoria.	140
Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados.....	140
Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente.	140
Item 16G. Governança Corporativa.....	140
PARTE III.....	143
Item 17. Demonstrações Financeiras	143
Item 18. Demonstrações Financeiras	143
Item 19. Anexos.....	143

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é uma sociedade de economia mista, de responsabilidade limitada, constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual quanto à “CEMIG”, “nós”, “nossa” ou “Companhia” constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou conforme exigido pelo contexto. As referências a “real”, “reais” ou “R\$” dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente oficial do Brasil, ao passo que as referências a “dólares dos Estados Unidos”, “dólares” ou “US\$” se referem a dólares dos Estados Unidos.

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os princípios estabelecidos principalmente pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada, e inclusive pela Lei nº 11.638, de 28 de dezembro de 2007, às quais nos referimos coletivamente como Lei Brasileira das Sociedades por Ações. Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2009 e 2008 e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, em reais, todas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou US GAAP. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme expresso em seu relatório contido neste documento.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão-somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R\$1,7425 para US\$1,00, à taxa de compra vigente ao meio-dia na Cidade de Nova York para transferências telegráficas em reais certificadas, para fins alfandegários, pelo *Federal Reserve Bank* de Nova York, ou à taxa de compra, ao meio-dia em 31 de dezembro de 2009. Vide “Item 3. Informações Principais – Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, segundo a taxa acima indicada ou por qualquer outra taxa.

Alterações dos Requisitos Regulatórios para Apresentação das Demonstrações Financeiras – Convergência com os Padrões Internacionais de Disponibilização de Informações Financeiras (*International Financial Reporting Standards* ou “IFRS”)

Apresentação das Demonstrações Financeiras em conformidade com o IFRS

Em 13 de julho de 2007, a CVM emitiu a Instrução CVM nº 457 com a finalidade de requerer às companhias listadas que publiquem as suas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com o IFRS a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010. As referidas demonstrações financeiras consolidadas devem ser preparadas com base no IFRS conforme emitido pelo Conselho de Padrões Contábeis Internacionais (*International Accounting Standards Board*).

Convergência do GAAP Brasileiro para IFRS

Em 28 de dezembro de 2007, a Lei nº 11.638 foi promulgada e alterou diversas disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações em relação aos princípios contábeis e à competência para emissão de padrões contábeis. A Lei nº 11.638 buscou proporcionar maior convergência entre os Princípios Contábeis Geralmente Aceitos (*Generally Accepted Accounting Principles* ou “GAAP”) brasileiros e o IFRS. Para promover a convergência, a Lei nº 11.638 alterou determinados princípios contábeis da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e dispôs que diferentes órgãos reguladores aplicáveis (incluindo a CVM) emitissem regras contábeis em conformidade com os padrões contábeis adotados em mercados internacionais. Adicionalmente, o estatuto reconheceu o papel do CPC na definição de padrões contábeis, o qual consiste em um comitê composto por representantes do Conselho Federal de Contabilidade – CFC, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, da BM&FBovespa S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ou BM&FBovespa, representantes das indústrias e de órgãos acadêmicos que emitiram diretrizes contábeis e buscaram a melhoria dos padrões contábeis no Brasil. A Lei nº 11.638 permitiu à CVM se basear nos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC para o estabelecimento de princípios contábeis para entidades reguladas.

Subsequentemente, em 27 de maio de 2009, a Lei nº 11.941 foi promulgada, e dentre, outras questões, alterou diversas disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e da legislação tributária, proporcionando uma maior convergência entre o GAAP brasileiro e o IFRS.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Como resultado da emissão da Lei nº 11.638 e da Lei nº 11.941, o CPC emitiu aproximadamente 40 pronunciamentos com o objetivo de tornar o GAAP brasileiro similar ao IFRS. O CPC emitiu diversos pronunciamentos com entrada em vigor a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e, durante o exercício social de 2009 emitiu diversos pronunciamentos adicionais. Nossa administração está atualmente analisando o potencial impacto das referidas regulamentações e pronunciamentos.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. Conforme aqui empregadas, todas as referências a “GW” e “GWh” constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a “MW” e “MWh” constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a “kW” e “kWh” constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente.

Neste relatório anual, os termos “ações ordinárias” e “ações preferenciais” se referem às ações ordinárias e preferenciais, respectivamente. Os termos “*American Depositary Shares* de Ações Preferenciais” ou “ADSs de Ações Preferenciais” referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação preferencial. Os termos “*American Depositary Shares* de Ações Ordinárias” ou “ADSs de Ações Ordinárias” referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação ordinária. Nossas ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias são aqui mencionadas, coletivamente, como “ADSs”, e os “*American Depositary Receipts* de Ações Preferenciais” ou ADRs de Ações Preferenciais e os “*American Depositary Receipts* de Ações Ordinárias” ou ADRs de Ações Ordinárias são aqui mencionados, coletivamente, como “ADRs”.

Em 3 de maio de 2007, efetivamos um desdobramento na forma de uma bonificação de 50% de nossas ações preferenciais, com um ajuste correspondente às ADSs preferenciais. Em 11 de junho de 2007, realizamos (i) um agrupamento de nossas ações preferenciais sob a forma de uma consolidação por meio do qual cada lote de 500 ações preferenciais, com valor nominal de R\$0,01, foram agrupadas em uma ação preferencial com valor nominal de R\$5,00, e (ii) um ajuste de 100% das ADSs das ações preferenciais, por meio do qual a relação das ADS preferenciais foi modificada para uma ação preferencial para cada ADS preferencial. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, uma bonificação de 2,02% foi paga sobre as ações preferenciais. Em 8 de maio de 2008, o respectivo ajuste foi efetivado com relação às ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais adicionais. Em 29 de abril de 2009, uma bonificação de 25,000000151% em ações foi distribuída às ações preferenciais e um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais adicionais. Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,000000128% em ações foi distribuída às ações preferenciais. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado às ADSs Preferenciais por meio da emissão de ADSs Preferenciais adicionais. As ADSs das ações preferenciais são evidenciadas por *American Depositary Receipts*, ou ADRs das ações preferenciais, emitidos de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterado em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs das ações preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a “Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito”).

Em 3 de maio de 2007, efetivamos um desdobramento na forma de uma bonificação de 50% de nossas ações ordinárias. Em 11 de junho de 2007, efetivamos um agrupamento de nossas ações ordinárias por meio do qual cada lote de 500 ações ordinárias, com valor nominal de R\$0,01, foram agrupadas em uma ação ordinária com valor nominal de R\$5,00. Em 12 de junho de 2007, estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias em que cada ADS de ação ordinária representa uma ação ordinária. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, uma bonificação de 2,02% foi paga sobre as ações ordinárias. Em 8 de maio de 2008, um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs ordinárias por meio da emissão de ADSs ordinárias adicionais. Em 29 de abril de 2009, uma bonificação de 25,000000151% em ações foi distribuída às ações ordinárias. Em 13 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado sobre as ADSs Ordinárias por meio da emissão de ADSs Ordinárias adicionais. Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,000000128% em ações foi distribuída às ações ordinárias. Em 10 de maio de 2009, o respectivo ajuste foi efetivado com relação às ADSs ordinárias por meio da emissão de ADSs ordinárias adicionais. As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por *American Depositary Receipts*, ou ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o “Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os “Contratos de Depósito”).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

DECLARAÇÕES E EXPECTATIVAS FUTURAS

O presente relatório anual inclui declarações e expectativas futuras, principalmente no “Item 3. Informações Principais” e no “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado”. Baseamos estas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações e expectativas futuras estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, no Brasil, no Estado de Minas Gerais, ou Minas Gerais, no Estado do Rio de Janeiro, no Brasil, ou Rio de Janeiro, bem como em outros Estados do Brasil;
- inflação e variações cambiais;
- cumprimento da regulamentação do setor elétrico do Brasil;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento e seu vencimento;
- probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, especialmente em Minas Gerais e Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento das nossas centrais de geração hidrelétrica;
- nossos planos de gastos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia elétrica, ao uso de energia elétrica, à concorrência em nossa área de concessão e a outras questões;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os investimentos por ele realizados em nossa Companhia e os planos do Governo Estadual quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco”.

As declarações e expectativas futuras mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como aos que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- aumentar os custos de projetos; ou
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

As palavras “acredita,” “poderá,” “estima,” “continua,” “prevê,” “pretende,” “espera” e palavras similares destinam-se a identificar declarações e expectativas futuras. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações e expectativas futuras em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, declarações e expectativas futuras tratadas no presente relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos resultados e desempenho efetivos poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações e expectativas futuras.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

PARTE I

Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Principais

Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas seleccionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com USGAAP. As informações a seguir deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

As informações financeiras seleccionadas de 31 de dezembro de 2009 e 2008, e referentes a cada um dos três exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 são resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os dados consolidados seleccionados de 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005, e de cada um dos dois exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006 e 2005 derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas e de suas respectivas notas explicativas, as quais não constam do presente relatório anual.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R\$1,7425 por US\$ 1,00, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2009. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Em 11 de junho de 2010, a taxa de compra ao meio-dia do real era de R\$1,8045 por US\$1,00. Vide “– Taxas de Câmbio”.

Dados Financeiros Consolidados Seleccionados

	Exercício findo e em 31 de dezembro de					
	2009	2009	2008	2007	2006	2005
	(em milhões de US\$)(1)(2)		(Em milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação em contrário)			
Dados da demonstração do resultado:						
Receita operacional líquida:						
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	6.309	10.994	10.497	10.191	9.319	8.708
Reajuste diferido (3)	—	—	—	—	—	110
Vendas de energia elétrica ao sistema interligado	965	1.682	1.069	1.134	884	237
Uso das redes básicas de transmissão e distribuição	1.147	1.999	1.865	1.705	1.780	1.523
Outras receitas operacionais	159	277	241	236	200	176
Imposto sobre receitas	(2.210)	(3.852)	(3.844)	(3.836)	(3.543)	(3.241)
Total das receitas operacionais líquidas	6.370	11.100	9.828	9.430	8.640	7.513

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Custos e despesas operacionais:

Energia elétrica comprada para revenda	(1.757)	(3.061)	(2.267)	(2.147)	(1.907)	(1.455)
Uso das redes básicas de transmissão e de distribuição	(434)	(756)	(634)	(564)	(687)	(709)
Depreciação e amortização	(408)	(711)	(769)	(878)	(810)	(669)
Pessoal	(683)	(1.190)	(1.004)	(884)	(1.046)	(779)
Encargos regulatórios	(655)	(1.142)	(1.024)	(967)	(1.031)	(983)
Passivos especiais	—	—	—	—	(1.057)	—
Serviços prestados por terceiros	(418)	(729)	(605)	(550)	(475)	(420)
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	(101)	(176)	(277)	(140)	(245)	(257)
Materiais e suprimentos	(60)	(105)	(170)	(148)	(116)	(95)
Reversão (provisão) para perdas com ativos regulatórios diferidos (3)	5	8	(19)	(146)	(49)	(183)
Participação nos lucros	(134)	(233)	(362)	(455)	(210)	(260)
Outros	(279)	(486)	(410)	(472)	(234)	(379)
Total das despesas e custos operacionais	(4.924)	(8.581)	(7.541)	(7.351)	(7.867)	(6.189)
Lucro operacional	1.446	2.519	2.287	2.079	773	1.324
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(63)	(109)	17	(48)	335	754
Receitas não-operacionais	95	165	204	272	91	29
Lucro antes de imposto de renda e participações minoritárias	1.478	2.575	2.508	2.303	1.199	2.107
Despesa de imposto de renda	(463)	(807)	(755)	(685)	(497)	(300)
Lucro líquido antes da participação dos não controladores	1.015	1.768	1.753	1.618	702	1.807
Participações minoritárias	—	—	—	—	—	2
Lucro líquido	1.015	1.768	1.753	1.618	702	1.809
Outro lucro (prejuízo) abrangente	145	253	299	(400)	140	25
Lucro abrangente	1.160	2.021	2.052	1.218	842	1.834
Lucro (prejuízo) básico: (5)						
Por ação ordinária	1,64	2,85	2,83	2,66	1,15	2,98
Por ação preferencial	1,64	2,85	2,83	2,66	1,15	2,98
Por ADS	1,64	2,85	2,83	2,66	1,15	2,98
Lucro (prejuízo) diluído: (5)						
Por ação ordinária	1,63	2,84	2,81	2,61	1,13	2,95
Por ação preferencial	1,63	2,84	2,81	2,61	1,13	2,95
Por ADS	1,63	2,84	2,81	2,61	1,13	2,95

Exercício findo em 31 de dezembro de

	2009	2009	2008	2007	2006	2005
(em milhões de US\$(1)(2))			(em milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicado)			

Dados do balanço patrimonial:

Ativos:

Ativo circulante	4.521	7.878	6.216	5.935	4.778	4.778
Ativo imobilizado líquido	8.100	14.114	14.011	13.835	13.426	11.971
Ativos regulatórios diferidos de longo prazo	34	60	332	823	1.548	2.315
Contas a receber do Governo Estadual	1.047	1.824	1.801	1.763	1.726	1.519
Outros ativos	2.689	4.685	2.421	1.997	1.841	763
Total do ativo	16.391	28.561	24.781	24.353	23.319	21.346

Passivo:

Parcela corrente da dívida de longo prazo	2.246	3.913	1.197	941	691	985
Outros passivos circulantes	1.993	3.472	3.692	3.572	3.639	3.953
Dívida de longo prazo	3.078	5.364	5.314	5.873	5.833	3.841
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	751	1.308	1.765	2.182	1.666	1.535
Patrimônio líquido	5.982	10.423	9.333	8.224	8.370	9.252
Capital social	1.669	2.908	2.288	2.239	1.428	1.428

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Outros dados:

Ações em circulação – básicas: (5)					
Ordinárias	271.154.243	271.154.243	265.778.129	265.778.129	275.778.129
Preferenciais	349.015.265	348.963.420	342.039.463	342.039.463	342.039.463
Dividendos por ação (5)					
Ordinárias	R\$1,50	R\$1,52	R\$2,24	R\$2,22	R\$2,95
Preferenciais	R\$1,50	R\$1,52	R\$2,24	R\$2,22	R\$2,95
Dividendos por ADS (5)	R\$1,50	R\$1,52	R\$2,24	R\$2,22	R\$2,95
Dividendos por ação (4)(5)					
Ordinárias	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,26	US\$1,04	US\$1,27
Preferenciais	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,26	US\$1,04	US\$1,27
Dividendos por ADS (4)(5)	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,26	US\$1,04	US\$1,27
Ações em circulação – diluídas: (5)					
Ordinárias	273.850.193	274.634.801	278.078.200	279.007.398	271.003.364
Preferenciais	349.015.265	348.963.420	342.039.463	342.039.463	342.039.463
Dividendos por ação diluída (5)					
Ordinárias	R\$1,49	R\$1,51	R\$2,20	R\$2,17	R\$2,92
Preferenciais	R\$1,49	R\$1,51	R\$2,20	R\$2,17	R\$2,92
Dividendos por ADS diluída (5)	R\$1,49	R\$1,51	R\$2,20	R\$2,17	R\$2,92
Dividendos por ação diluída (4)(5)					
Ordinárias	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,24	US\$1,02	US\$1,25
Preferenciais	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,24	US\$1,02	US\$1,25
Dividendos por ADS diluída (4)(5)	US\$0,86	US\$0,66	US\$1,24	US\$1,02	US\$1,25

- (1) Convertido à taxa de câmbio de US\$1,00/R\$1,7425, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2009. Vide “– Taxas de Câmbio”.
- (2) Em milhões, exceto dados por ação/ADS.
- (3) Vide Nota Explicativa 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa de compra ao meio-dia em vigor no encerramento de cada exercício social.
- (5) Os números por ação foram ajustados para refletir a distribuição de dividendos e a consolidação de nossas ações, e os números por ADS de ação preferencial foram ajustados para refletir o ajuste de 100% de nossas ADSs de ações preferenciais, ocorridas em maio e junho de 2007, respectivamente. Adicionalmente, os números por ação foram ajustados para refletir os dividendos sobre nossas ações em maio de 2008 e maio de 2009, uma vez que os números de ADSs foram ajustados para refletir os ajustes realizados às nossas ADSs.

Taxas de Câmbio

Em março de 2005, o Conselho Monetário Nacional (CMN) consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio de taxa flutuante em um único mercado de câmbio de taxa flutuante, no qual todas as operações de câmbio são atualmente realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central para operar em tal mercado.

A legislação brasileira dispõe que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) razões relevantes para se prever um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O real poderá se desvalorizar ou valorizar substancialmente em relação ao dólar norte-americano e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares norte-americanos recebidos por detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares norte-americanos para pagamento aos detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar o valor equivalente, em dólares norte-americanos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações vide “Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias”.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, as taxas de compras mínimas, máximas, médias e de encerramento de período ao meio dia do real, expressas em reais por US\$1,00.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

<u>Mês</u>	<u>Reais por US\$1,00</u>			<u>Encerramento do período</u>
	<u>Mínima</u>	<u>Máxima</u>	<u>Média</u>	
Dezembro de 2009	1,7050	1,7905	1,7508	1,7425
Janeiro de 2010	1,7200	1,8755	1,7817	1,8755
Fevereiro de 2010	1,8010	1,8865	1,8403	1,8082
Março de 2010	1,7620	1,8207	1,7855	1,7821
Abril de 2010	1,7270	1,7780	1,7568	1,7270
Maio de 2010	1,7360	1,8850	1,8142	1,8170
Junho de 2010 ⁽¹⁾	1,8045	1,8651	1,8326	1,8045

⁽¹⁾ Em 11 de junho de 2010.

<u>Exercício findo em 31 de dezembro de</u>	<u>Reais por US\$1,00</u>			<u>Encerramento do período</u>
	<u>Mínima</u>	<u>Máxima</u>	<u>Média</u>	
2005	2,1695	2,7755	2,4352	2,3340
2006	2,0549	2,3580	2,1738	2,1342
2007	1,7298	2,1520	1,9449	1,7790
2008	1,5580	2,6190	1,8322	2,3130
2009	1,6995	2,4420	1,9976	1,7425

Fonte: U.S. Federal Reserve Board (Banco Central dos Estados Unidos).

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bLem como as demais informações contidas no presente relatório anual ao avaliar o investimento em nossa companhia.

Riscos Relativos à CEMIG

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.

Na qualidade de nosso acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos negócios da CEMIG. Serão realizadas eleições em Minas Gerais em outubro de 2010. O período anterior às eleições poderá promover alterações nas políticas governamentais existentes, e a administração pós-eleição poderá buscar a implementação de novas políticas. O governo do Estado de Minas Gerais atualmente detém 51% das nossas ações ordinárias, e, conseqüentemente, tem o direito à maioria dos votos em decisões tomadas em nossas assembleias gerais, podendo (i) eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da CEMIG e (ii) determinar as matérias que exijam aprovação por quorum qualificado dos nossos acionistas, incluindo operações com partes relacionadas, reorganizações societárias e época de pagamento de quaisquer dividendos. Não é possível analisar o impacto e os efeitos que isso possa causar sobre nós ou nos nossos resultados operacionais.

As operações da CEMIG causaram e continuarão a causar impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial do Estado de Minas Gerais e sobre suas condições sociais. No passado, o Governo Estadual utilizou e poderá utilizar no futuro sua qualidade de acionista controlador da CEMIG para decidir se deveremos nos dedicar a certas atividades e efetuar certos investimentos destinados, principalmente, a promover seus objetivos políticos, econômicos ou sociais e não necessariamente para lograr o objetivo de melhoria dos nossos negócios e/ou resultados operacionais.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10.848 de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

A Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulam a compra e venda de energia de acordo com o Novo Modelo do Setor Elétrico, ainda dependem da implementação de resoluções por parte da ANEEL. Além disso, a constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 está sendo atualmente contestada no Supremo Tribunal Federal. O Supremo Tribunal Federal ainda não proferiu decisão definitiva sobre a

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

questão, estando, portanto em pleno vigor a Lei nº 10.848/04. Caso a Lei nº 10.848/04 seja considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o arcabouço regulatório introduzido pela Lei nº 10.848/04 poderá não entrar em vigor, fato que gerará incerteza sobre como e quando o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor energético. Por conseguinte, não podemos avaliar no presente momento o impacto de uma nova regulamentação a ser emitida pela ANEEL ou o impacto prejudicial que uma decisão acerca da constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 teria sobre nossas atividades, resultados operacionais e situação financeira futuros.

As regras para a venda de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

De acordo com a legislação aplicável, nossas companhias de geração de energia não estão autorizadas a vender energia diretamente para nossas distribuidoras. Dessa forma, nossas companhias de geração de energia vendem a energia em um mercado regulamentado por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL (o “Mercado Regulamentado”, o “ACR” ou o “Pool”) ou no Ambiente de Contratação Livre (o “ACL”). A legislação aplicável permite aos distribuidores que celebrarem contratos com as nossas companhias de geração de energia no âmbito do Mercado Regulamentado reduzir a quantidade de energia contratada em alguns contratos até um determinado limite, expondo nossas companhias de geração de energia ao risco de não venderem a energia remanescente a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no ACL, por meio de nossas subsidiárias de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no ACL com consumidores que possam comprar energia diretamente de companhias de geração ou de comercialização de energia, designados “Consumidores Livres”, são, em geral, consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW das chamadas “fontes renováveis de energia”, tais como pequenas centrais hidrelétricas e usinas de co-geração, sobretudo usinas de etanol. Contratos antigos com consumidores, superiores a 3 MW, possibilitam a estes a flexibilidade de comprar um maior ou menor volume de energia (de 5% em média) de nossa companhia em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Contratos recentes, assinados a partir de 2005, em geral, não permitem este tipo de flexibilidade na compra de energia.

Apesar da estratégia descrita na seção “Geração e Comercialização de Energia”, a falta de liquidez para a execução das políticas de venda ou a volatilidade dos preços futuros devido a condições de mercado e/ou percepções de mercado, podem afetar negativamente nossos resultados esperados. Adicionalmente, caso não consigamos vender toda a capacidade de energia nos leilões públicos regulados ou no ambiente de contratação livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE, a preços de liquidação (Preço de Liquidação de Diferenças), ou PLD, que tendem a ser muito voláteis, especialmente nos últimos anos. Se isso ocorrer em períodos de baixos preços de liquidação, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A ANEEL possui discricionariedade substancial para estabelecer as tarifas que cobramos de consumidores cativos. Tais tarifas são determinadas nos termos dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL em nome do Governo Federal e em conformidade com a competência decisória e regulatória da ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, o qual se destina a compensar alguns dos efeitos da inflação sobre as tarifas e nos permite repassar aos consumidores certas alterações em nossa estrutura de custos que estejam fora de nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e alguns outros encargos regulatórios, incluindo encargos em função do uso das instalações de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL realiza uma revisão periódica de tarifas a cada cinco anos que visa identificar as variações de nossos custos, bem como estabelecer um fator com base em nossa eficiência operacional, que será aplicado em face do índice de nossos reajustes de tarifa anuais correntes, cujo efeito pretendido é recompensar o bom gerenciamento de nossos custos, bem como compartilhar quaisquer ganhos correlatos com os nossos consumidores. Também temos o direito de solicitar a revisão extraordinária das nossas tarifas, caso eventos imprevisíveis alterem significativamente nossa estrutura de custos. A revisão periódica e a revisão extraordinária estão sujeitas, em certo grau, à discricionariedade da ANEEL.

Apesar dos nossos contratos de concessão estabelecerem que devemos manter nosso equilíbrio econômico-financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que compensarão adequadamente nossa companhia e que nossas receitas e nossos resultados operacionais não serão prejudicados por tais tarifas. Ademais,

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

na medida em que quaisquer desses ajustes não sejam concedidos pela ANEEL tempestivamente, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira poderão ser prejudicados.

Podemos não ser capazes de receber o montante total de um recebível relevante a nós devido pelo Governo Estadual.

Possuímos uma conta de recebíveis devidos pelo Governo Estadual, denominada Contrato de Cessão de Crédito de Saldo Remanescente, ou Conta CRC, que totalizava R\$1.824 milhões em 31 de dezembro de 2009. O contrato que rege a Conta CRC, entre a CEMIG e o Governo Estadual, é denominado Contrato da Conta CRC. Renegociamos e alteramos os termos da Conta CRC em algumas ocasiões tendo em vista estas dificuldades. Não podemos assegurar que receberemos o pagamento tempestivamente no futuro. Vide “Item 5 – Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual”.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não são atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (ou ONS), ou do ONS propriamente dito, os mesmos deverão ser compartilhados entre companhias de geração, distribuição e transmissão. Até que um critério final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. Essas proporções são determinadas pelo número de votos que cada classe de concessionárias de energia recebe nas Assembleias Gerais do ONS e, portanto, podem ser alteradas no futuro. Dessa forma, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira podem ser adversamente afetados.

Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público emitidos pelo CMN e pelo Banco Central. Essas regras fixam certos parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a companhias do setor público. Desta forma, se não atendermos a essas condições e parâmetros, poderemos enfrentar dificuldade para obter financiamentos de instituições financeiras brasileiras, o que poderá criar dificuldades na implementação de nosso plano de investimento. A legislação brasileira também estabelece que uma companhia controlada pelo estado, de modo geral, apenas pode utilizar os recursos decorrentes de operações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinarçar obrigações financeiras. Como resultado dessas regras, nossa capacidade de endividamento fica novamente limitada o que poderá afetar negativamente a implementação do nosso plano de investimento.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo. Na hipótese de descumprimento por parte da nossa companhia de quaisquer dessas obrigações contidas em nossos contratos de empréstimo, a totalidade do valor principal, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos dos referidos contratos poderão tornar-se imediatamente devidos e exigíveis. No passado, particularmente, em 2009, nós estivemos, algumas vezes, em não-conformidade em relação às nossas obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo e, apesar de termos sido capazes de obter autorizações de nossos credores em relação a essa não-conformidade, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obter alguma autorização no futuro. O vencimento antecipado de nossas obrigações poderá prejudicar nossa situação financeira, especialmente devido às disposições sobre inadimplemento cruzado (*cross default*) contidas em diversos de nossos contratos de empréstimo e de financiamento. A existência de limitações sobre nosso endividamento poderá nos impedir de celebrar novos contratos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Podemos ser penalizados pela ANEEL em função do descumprimento dos nossos contratos de concessão, e/ou autorizações concedidas a nós, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal por intermédio da ANEEL e/ou nos termos das autorizações concedidas às companhias da nossa carteira, conforme o caso. A ANEEL poderá impor penalidades à nossa companhia caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária no que tange à participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões por até dois anos;
- intervenção pela ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- revogação da concessão.

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar quaisquer de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do prazo da concessão no caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação, por razões de interesse público.

Adicionalmente, atrasos na implementação e construção de novos projetos de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução da ANEEL No. 63, de 12 de maio de 2004, poderão consistir desde notificações ao vencimento antecipado de tais concessões ou autorizações.

Não podemos garantir que a ANEEL não imporá multas nem revogará nossas concessões ou autorizações na hipótese de violação dos contratos de concessão ou das autorizações. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão e/ou da revogação das autorizações poderá não ser suficiente para compensar nossa companhia pelo valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos nossos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A rescisão de nossos contratos de concessão ou a imposição de penalidades poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões.

Conduzimos a grande maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei de Concessões, conforme modificada pela Lei do Novo Modelo do Setor, as concessões existentes poderão ser renovadas pelo Governo Federal por períodos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha observado padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja aceitável ao Governo Federal.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal - que é frequentemente orientado pela ANEEL - pela Lei de Concessões em relação a novos contratos de concessão e no que diz respeito à renovação de concessões existentes e, dada a ausência de precedentes de longa data explicitando como o Governo Federal pretende exercer seu poder discricionário, interpretar e aplicar a Lei de Concessões, não podemos garantir que

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

novas concessões serão obtidas ou que nossas concessões atuais serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor. “Item 4. Informações sobre a Companhia – Concorrência – Concessões” e “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro — Concessões”. A não-renovação de quaisquer de nossas concessões poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

A atual estrutura do setor elétrico brasileiro é altamente concentrada em geração hidrelétrica, o que a torna sujeita a certos riscos.

O setor elétrico brasileiro é altamente concentrado em geração hidrelétrica e enfrenta uma limitação natural de sua capacidade de geração, tendo em vista que as usinas hidrelétricas não podem gerar mais energia elétrica do que é possível em função dos recursos hídricos do país. Assim, fatores naturais podem afetar nossa capacidade de geração de energia, em razão do aumento ou redução do nível dos reservatórios. O controle do nível dos reservatórios pelo ONS procura otimizar o nível de água disponível para a geração hidrelétrica em cada uma das usinas associadas aos respectivos reservatórios. Neste contexto, o ONS poderá, por exemplo, impedir que uma usina de geração localizada na nascente de um rio aumente sua vazão de água, caso isto possa prejudicar as demais usinas ao longo do mesmo rio. Da mesma maneira, o ONS poderá decidir aumentar a geração termelétrica e reduzir a geração hidrelétrica com o fim de preservar a água dos reservatórios.

A escassez no racionamento em razão de condições hidrológicas adversas não totalmente cobertas pelo MRE (conforme definido no Item 4. Setor Elétrico Brasileiro – Mecanismo de Realocação de Energia), poderia resultar no aumento de custos e diminuição do fluxo de caixa. Adicionalmente, caso os leilões de energia nova realizados nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não resultem em uma expansão da capacidade de geração de energia para adequar os níveis à crescente demanda, medidas de racionamento podem vir a ser adotadas. Qualquer limitação da nossa capacidade de geração de energia elétrica poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos.

Atualmente nos dedicamos à construção de novas usinas hidrelétricas e eólicas e à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo, de determinado orçamento e sem efeitos econômicos adversos está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- poderemos nos defrontar com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- nossas instalações novas ou modificadas poderão não operar à capacidade designada ou seu custo de operação poderá ser maior do que esperávamos;
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nossos projetos de expansão; e
- poderemos enfrentar questões ambientais e queixas da população durante a construção de usina de energia.

Caso enfrentemos esses ou outros problemas relativos à expansão da nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nossa capacidade de vender energia em valores alinhados às nossas projeções poderá ser prejudicada e poderemos ficar expostos a aumento de custos. Consequentemente, poderemos deixar de gerar as receitas que prevemos no que diz respeito a tais projetos de expansão.

Imposições e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa companhia.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente.

A inobservância das leis e regulamentos ambientais - como a construção e operação de uma instalação potencialmente poluente sem uma licença ou autorização ambiental válida - poderá, independentemente da obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados, resultar na aplicação de sanções penais, civis e

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

administrativas. Com base na legislação brasileira, penas criminais tais como restrição de direitos e mesmo de liberdade podem ser aplicadas a pessoas físicas (incluindo administradores de empresas) e penas tais como multas, restrição de direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. Em relação às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem impor advertências e multas que variam entre R\$50 mil e R\$50 milhões, exigir a suspensão parcial ou total de atividades, suspender ou restringir benefícios fiscais, cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais bem como proibir a companhia de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos poderiam afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira.

Além disso, se as atividades da CEMIG resultarem, direta ou indiretamente, em algum dano ambiental, ela deverá promover medidas de remediação, compensação ou indenização, cujo valor máximo não é definido por lei. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença pelas entidades ambientais competentes, bem como nossa possível incapacidade de atender às exigências estabelecidas pelas autoridades ambientais durante os processos de obtenção de licença ambiental, podem resultar em custos adicionais, ou mesmo na proibição, se aplicável, da construção e manutenção desses projetos.

Além disso, a CEMIG está sujeita à legislação brasileira, que exige pagamento de compensação em relação aos efeitos poluidores de suas atividades. Segundo tal legislação, até 0,5% do montante total investido na implantação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deverá ser direcionado para medidas ambientais compensatórias. A CEMIG ainda não avaliou os efeitos que esta legislação poderá ter sobre ela. Veja “Item 4. Informações sobre a Companhia – Questões Ambientais – Medidas Compensatórias”. Quaisquer taxas impostas à CEMIG como resultado dessa regulamentação, poderiam ser significativas e poderiam impactar nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

Por fim, a adoção ou implementação de novas leis de segurança, saúde e ambientais, novas interpretações de leis atuais, maior rigidez na aplicação das leis ambientais ou outros acontecimentos no futuro podem exigir que nós realizemos dispêndios de capital adicionais ou que nós incorramos em despesas operacionais adicionais a fim de manter nossas operações atuais, restringir nossas atividades de produção ou que nós adotemos outras ações que poderiam ter efeito adverso sobre nossa condição financeira, resultados operacionais e fluxo de caixa.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2009, a totalidade dos recebíveis da nossa companhia devidos por consumidores finais era de aproximadamente R\$877 milhões, correspondentes a 7,94% da nossa receita líquida em 2009, e nossa provisão para devedores duvidosos era de R\$238 milhões. Aproximadamente 8,3 % dos recebíveis eram devidos por companhias do setor público. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos municípios e demais consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas que vier a superar a provisão para devedores duvidosos por nós constituída poderá causar um efeito adverso em nosso negócio, resultado das operações e condição financeira.

Podemos não ser capazes de concluir nosso programa de investimentos pretendido.

Nosso estatuto estabelece que poderemos utilizar até 40,0% de nosso LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização) em cada exercício social, em investimentos de capital e aquisições. Na Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 17 de junho de 2010, os acionistas aprovaram o aumento do limite para até 90% do LAJIDA de 2010. Nossa capacidade para implementar esse programa de dispêndios para aquisição de ativo imobilizado depende de diversos fatores, incluindo nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, nosso acesso ao mercado de capitais doméstico e internacional e uma gama de fatores operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos a processo licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa situação financeira nos permitir ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, de suspender a distribuição de dividendos em razão de nossa situação financeira, adicionalmente ao valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, no caso das ações preferenciais.

Pelo fato de a CEMIG ser uma companhia *holding* que não exerce operações geradoras de receita que não as de suas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a CEMIG receber dividendos ou outras distribuições em espécie de suas subsidiárias operacionais. Os dividendos que nossas subsidiárias podem nos distribuir dependem de nossas subsidiárias gerarem os lucros suficientes em determinado exercício social. Os dividendos poderão ser provenientes de lucros acumulados de anos anteriores ou de reservas de capital. Tais lucros são calculados e pagos de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e com as disposições constantes do estatuto social de cada uma de nossas subsidiárias reguladas.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil.

Não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Ademais, não solicitamos proposta para, tampouco contratamos, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações, risco de paralisação dos negócios ou falhas operacionais do sistema. Acidentes ou eventos catastróficos poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Seguros”. Além disso, podemos incorrer em obrigações além dos limites previstos nas nossas apólices de seguros atuais.

Necessitaremos de recursos de curto prazo para pagar nossas obrigações e financiar nossas aquisições atuais e previstas.

Em 31 de dezembro de 2009, nossa dívida total era de R\$9.277 milhões, dos quais R\$3.913 milhões vencem em 2010. Não obstante o fato de termos postergado parte dessas obrigações, por meio da emissão de R\$2.700 milhões em debêntures, ainda necessitaremos de recursos em curto prazo para pagar ou refinar o saldo remanescente de nossas obrigações e para financiar nossas atuais e futuras aquisições e investimentos. Entretanto, não podemos garantir que seremos capazes de obter tais fundos tempestivamente e nos montantes necessários ou a taxas competitivas, ou que teremos, de outra forma, dinheiro em caixa suplementar disponível para quitar integralmente nossas obrigações ou financiar todas as nossas aquisições. Se não formos capazes de captar recursos conforme planejado, poderemos não ser capazes de quitar nossas dívidas ou satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que poderia prejudicar nosso negócio, condição financeira e perspectivas futuras.

Podemos incorrer em prejuízos relativos a processos judiciais pendentes.

Nossa companhia é ré em diversos processos judiciais de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, dentre outros. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de montantes substanciais em dinheiro. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa companhia. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões atinentes a processos judiciais no valor total de R\$566 milhões em 31 de dezembro de 2009 (excluindo as questões de natureza trabalhista) atinentes a perdas prováveis e razoavelmente estimadas e despesas que poderemos incorrer no que se refere aos litígios pendentes. Na hipótese de nossas provisões legais se revelarem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderia causar um efeito adverso em nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Além disso, qualquer resultado negativo relacionado a qualquer litígio poderia afetar adversamente nossa reputação.

Disputas trabalhistas, greves e/ou interrupções de trabalho poderão ter um impacto negativo sobre o nosso negócio.

Praticamente todos os nossos empregados estão abrangidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável a empregados do setor privado. Celebramos acordos coletivos com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Figuramos no pólo passivo em reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, à remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Também somos parte em ações relacionadas à terceirização de serviços, ajuizadas pelos empregados de nossos contratantes e subcontratantes exigindo o pagamento de obrigações trabalhistas pendentes. Em 31 de dezembro de 2009, nossas ações trabalhistas totalizavam, aproximadamente, R\$279 milhões e, nessa data, possuíamos uma provisão de aproximadamente R\$81 milhões (sem considerar os depósitos judiciais), relacionada ao resultado desfavorável que prevemos em tais reclamações. Para informações mais detalhadas sobre processos trabalhistas, vide “Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Obrigações Trabalhistas”.

Não enfrentamos nenhuma manifestação trabalhista relevante nos últimos três anos, embora em 2007 tenham ocorrido quatro paralisações, em 2008, ocorreu apenas uma pequena paralisação e em 2009, ocorreu apenas uma pequena paralisação. Nossas operações poderão ser interrompidas por distúrbios trabalhistas no futuro. Não possuímos seguro contra perdas incorridas em decorrência de interrupções de atividades causadas por ações trabalhistas. Na hipótese de greve, poderemos enfrentar uma perda imediata de receita.

Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou a sindicatos que os representem, poderão causar efeito adverso sobre o nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira e sobre nossa capacidade de manter os níveis normais de serviço ou operar nosso negócio da maneira que nossos consumidores esperam.

Os acionistas estrangeiros poderão não ser capazes de executar sentenças contras nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores indicados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citar essas pessoas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil junto a Pessoas que não sejam Norte-Americanas”.

Riscos Relativos ao Brasil

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

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país, e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira 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.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriore, poderemos enfrentar aumento de custos.

Será realizada eleição presidencial no Brasil em outubro de 2010. O presidente do Brasil possui poderes consideráveis para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira, o que poderá afetar o desempenho operacional e financeiro dos negócios das empresas, como, por exemplo, os negócios de nossa companhia. O período anterior à eleição presidencial poderá resultar em alterações nas políticas governamentais existentes e o próximo governo poderá implementar novas políticas. Não podemos garantir que as políticas da atual ou da nova administração não terão um efeito adverso significativo na economia brasileira, em nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar nosso negócio e o valor de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetaram 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, ou IPCA, as taxas de inflação anuais brasileiras em 2007, 2008 e 2009 foram 4,5%, 5,9% e 4,3%, 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 ou fixar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Praticamente a totalidade de nossas despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tendem a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa 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 nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

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 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 2009, o real valorizou 24,7% frente ao dólar dos Estados Unidos. Entre 31 de dezembro de 2009 e 1º de abril de 2010, o real valorizou 0,89% em relação ao dólar dos Estados Unidos. Considerando a volatilidade que a economia global está enfrentando, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real não se desvalorizará novamente em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2009, cotada ao meio-dia, a relação da taxa de câmbio de compra do dólar dos Estados Unidos em relação ao real era de R\$1,7425 para US\$1,00. Vide “Item 3. Informações Principais – Taxas de Câmbio”.

Em 31 de dezembro de 2009, aproximadamente 2,1% do total de nosso endividamento decorrente de empréstimos, financiamentos e debêntures estava denominado em moedas que não o real 90,0% destes em dólares dos Estados Unidos). Se o real se desvalorizar frente ao dólar dos Estados Unidos, nossas despesas financeiras

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados. Nossas perdas em moedas estrangeiras diminuíram de R\$113 milhões em 2008 para R\$95 milhões em 2009.

Nós também celebramos alguns contratos de compra de energia denominados em dólar. Não podemos garantir que instrumentos de derivativos e os recursos oriundos de nossos contratos de compra denominados em dólar serão suficientes para evitar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira em caso de flutuações de taxa de câmbio desfavoráveis. Vide “Item 11. – Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado – Risco Cambial” para obter informações sobre nossa política de *hedge* de risco de taxa de câmbio.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa companhia. Uma conjuntura desse tipo também poderia tornar mais difícil o acesso no futuro, por nossa companhia, aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros for restringido, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e para renegociar nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Instabilidades econômicas e políticas no Brasil poderão nos afetar.

Periodicamente, alegações acerca de condutas antiéticas ou ilegais poderão ser feitas em relação a pessoas do governo brasileiro, incluindo legisladores e/ou representantes partidários. A eleição presidencial acontecerá em outubro de 2010 e, embora o cenário político esteja mais estável do que nos anos anteriores, não podemos garantir que tal situação será mantida.

Caso tais eventos resultem em uma imagem negativa do Brasil por parte dos investidores, o valor de negociação de nossas ações, das ADSs de Ações Preferenciais e das ADSs de Ações Ordinárias poderia ser reduzido, prejudicando nosso acesso aos mercados internacionais. Adicionalmente, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos poderia fazer com que nós reavaliássemos nossas estratégias caso a economia brasileira viesse a ser afetada.

As nossas condições financeiras divulgadas e os nossos resultados podem ser afetados por alterações aos princípios contábeis brasileiros devido ao processo de convergência com o IFRS.

Os princípios contábeis brasileiros têm sofrido um processo de transformação rápido conforme a legislação adotada em 2007, que dispôs dentre outras questões, que os órgãos brasileiros responsáveis pela definição dos padrões contábeis priorizassem a convergência com o IFRS, que será obrigatória a partir do exercício social de 2010. Diversos novos padrões contábeis foram adotados e estão sendo atualmente implementados. A adoção de outros padrões contábeis é aguardada em um futuro próximo. Não podemos prever ainda os efeitos que terão impacto sobre nossas demonstrações financeiras quando tais mudanças entrarem em vigor. Esses efeitos podem incluir a redução de nossas receitas divulgadas, de nosso lucro operacional ou lucro líquido, ou afetar adversamente nosso balanço patrimonial. Essas mudanças podem afetar nosso cumprimento de índices financeiros previstos em nossos contratos de financiamento. Além disso, podem também reduzir a capacidade de nossas subsidiárias de nos pagar dividendos, ou nossa capacidade de pagar dividendos aos nossos acionistas.

Dois aspectos do IFRS que podem ter um impacto material sobre nós são o reconhecimento de ativos regulatórios e a contabilização de nossas concessões. A contabilização de nossas concessões inclui uma potencial reclassificação de propriedades, usinas e equipamentos como ativos intangíveis, ativos financeiros, ou ambos. De

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

acordo com os princípios contábeis brasileiros e com o U.S. GAAP, reconhecemos como ativos e passivos certos valores que estamos legalmente autorizados a recolher, ou obrigados a pagar, no futuro de acordo com as regulamentações aplicáveis às nossas subsidiárias de distribuição. Dependendo do resultado da convergência com o IFRS, a contabilização para ativos e passivos regulatórios podem ter um efeito material em nossa condição financeira divulgada, bem como em nosso resultado operacional. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.” Nós e outras companhias similares situadas no Brasil, estamos discutindo esses pontos com os órgãos brasileiros responsáveis pela definição dos padrões contábeis e demais órgãos reguladores, mas não podemos prever os resultados dessas discussões ou a maneira final em que o IFRS ou os padrões contábeis brasileiros baseados no IFRS serão aplicáveis a nós.

Riscos Relativos às Ações Preferenciais, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias

As ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias não têm, de modo geral, direito de voto.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais representando ações preferenciais, não têm direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo direito limitado de voto. Em algumas circunstâncias, tais como omissão em fornecer ao depositário materiais de votação tempestivamente, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior poderão prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O investidor poderá ser afetado adversamente pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão de reais em moedas estrangeiras. O Governo Federal impôs restrições à remessa, pelo prazo de aproximadamente três meses, no final de 1989 e início de 1990. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de reais para dólares dos Estados Unidos e a remessa de dólares dos Estados Unidos para o exterior. Não podemos garantir que o Governo Federal não tomará medidas similares no futuro. Vide “Item 3. Informações Principais - Taxas de Câmbio”.

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem causar um impacto adverso nos tributos aplicáveis à venda de nossas ações, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, determina que a venda de ativos localizados no Brasil por um não-residente a um residente no Brasil ou a um não-residente está sujeita a tributação no Brasil, independente desta venda ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta disposição resulta na imposição de imposto de renda nos ganhos advindos da venda de nossas ações preferenciais e ações ordinárias por um não-residente no Brasil a outro não-residente no Brasil. Não há uma diretiva clara relativa à aplicação da Lei nº 10.833 e, desta forma, somos incapazes de prever se os tribunais brasileiros poderão decidir que ela se aplica a vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias entre não-residentes no Brasil. Entretanto, na ocorrência da venda de ativos ser interpretada de modo a incluir uma venda de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, essa lei tributária resultaria, consequentemente, na imposição de imposto de renda na fonte nas vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias por um não-residente no Brasil a outro não-residente no Brasil.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada. Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, terá direito de continuar a se valer, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Subsequentemente, o investidor talvez não seja capaz de obter

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das ações ou distribuições atinentes às ações, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso o investidor não obtenha tal certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação às ações preferenciais e ações ordinárias. Se o investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, poderá incorrer em despesas ou experimentar atrasos significativos no processo de requerimento. A obtenção de certificado de registro envolve geração de documentação significativa, incluindo o preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos junto ao Banco Central e à Comissão de Valores Mobiliários (o órgão brasileiro que regula o mercado de valores mobiliários), ou CVM. A fim de concluir esse processo, o investidor usualmente necessitará contratar um consultor ou advogado que tenha experiência em normas do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderá causar impacto desfavorável sobre a capacidade do investidor de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais ou ações ordinárias no exterior ou de receber repatriamento de seu capital tempestivamente. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias junto ao custodiante e se valer do certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Tributação – Considerações Fiscais Brasileiras”.

Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como as ações preferenciais, as ADSs de ações preferenciais ou as ADSs de ações ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças dos cenários normativo, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e
- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. A BM&FBovespa, única bolsa de valores do Brasil em que ações são negociadas, teve capitalização bursátil de aproximadamente R\$2,33 trilhões em 31 de dezembro de 2009 e média diária de volume de negociações de aproximadamente R\$5,38 bilhões em 2009. Em termos comparativos, as companhias operacionais listadas na Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, tiveram uma capitalização bursátil de aproximadamente US\$12,9 trilhões em 31 de dezembro de 2009 e média diária de volume de negociações de aproximadamente US\$69,7 bilhões em 2009.

Os acionistas poderão receber pagamentos reduzidos de dividendos, caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis.

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendo anual obrigatório igual a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido do exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. O nosso Estatuto Social também dispõe que o dividendo anual mínimo e obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais deve ser equivalente a, pelo menos, 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor líquido de nossas ações, o que for maior, se o pagamento baseado em 50% de nosso lucro líquido não ultrapassar este montante. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembleia

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia prestada pelo Governo Estadual, nosso acionista controlador, será devido dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal, de qualquer modo, a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004 (que não sejam detentores públicos e governamentais) caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social. Vide “Item 8. Informações Financeiras. Política e Pagamentos de Dividendos” para explanação pormenorizada.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e de ADSs de ações ordinárias e detentores de nossas ações podem ter direitos de acionistas diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis a companhias brasileiras são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e normas da CVM, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicaríamos caso nossa companhia tivesse sido constituída em jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Adicionalmente, os direitos de um detentor de uma ADS, que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador são diferentes nos termos da Lei Brasileira de Sociedade por Ações em relação às normas de outras jurisdições.

Normas contra *insider trading* e *self-dealing* e normas referentes à preservação de direitos de acionistas poderão também ser diferentes no Brasil em relação às normas dos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias

A venda de um número significativo de nossas ações e a emissão de novas ações poderão prejudicar o preço de mercado de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado. Em consequência da emissão de novas ações ou venda de ações por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado de nossas ações e, como consequência, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários.

O investidor poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às ações subjacentes às suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, a menos que termo de registro ao amparo do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores esteja em vigor no que diz respeito a esses direitos ou seja aplicável isenção das exigências de registro do *Securities Act*. Não estamos obrigados a requerer termo de registro para as ações referentes a esses direitos de preferência e não podemos garantir que requereremos tal termo de registro. A menos que realizemos o pedido do termo de registro ou a menos que se aplique isenção de registro, talvez o investidor receba apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em Minas Gerais em 22 de maio de 1952 como sociedade por ações de economia mista com responsabilidade limitada e prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e o regulamento que a implementou, o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952. Nossa denominação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, mas também somos conhecidos como CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3506-3711.

Com a finalidade de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais, a CEMIG - Cemig Geração

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

e Transmissão S.A., aqui designada como Cemig Geração e Transmissão, e Cemig Distribuição S.A., aqui designada como Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição de energia elétrica, respectivamente. Exceto quando indicado de outra forma, este processo está substancialmente concluído.

Desde 31 de dezembro de 2009, ocorreram as seguintes alterações relevantes nas participações acionárias da Companhia em outras companhias: (i) aumento da participação acionária da Companhia na Light S.A., por meio da aquisição da participação detida pela Andrade Gutierrez Concessões (“AGC”); e (b) aumento da participação acionária na Terna, por meio da aquisição das ações detidas por acionistas minoritários que aderiram à oferta pública de aquisição das referidas ações. Informações sobre alterações societárias anteriores a 31 de dezembro de 2009 estão no item “7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas – Principais Acionistas”

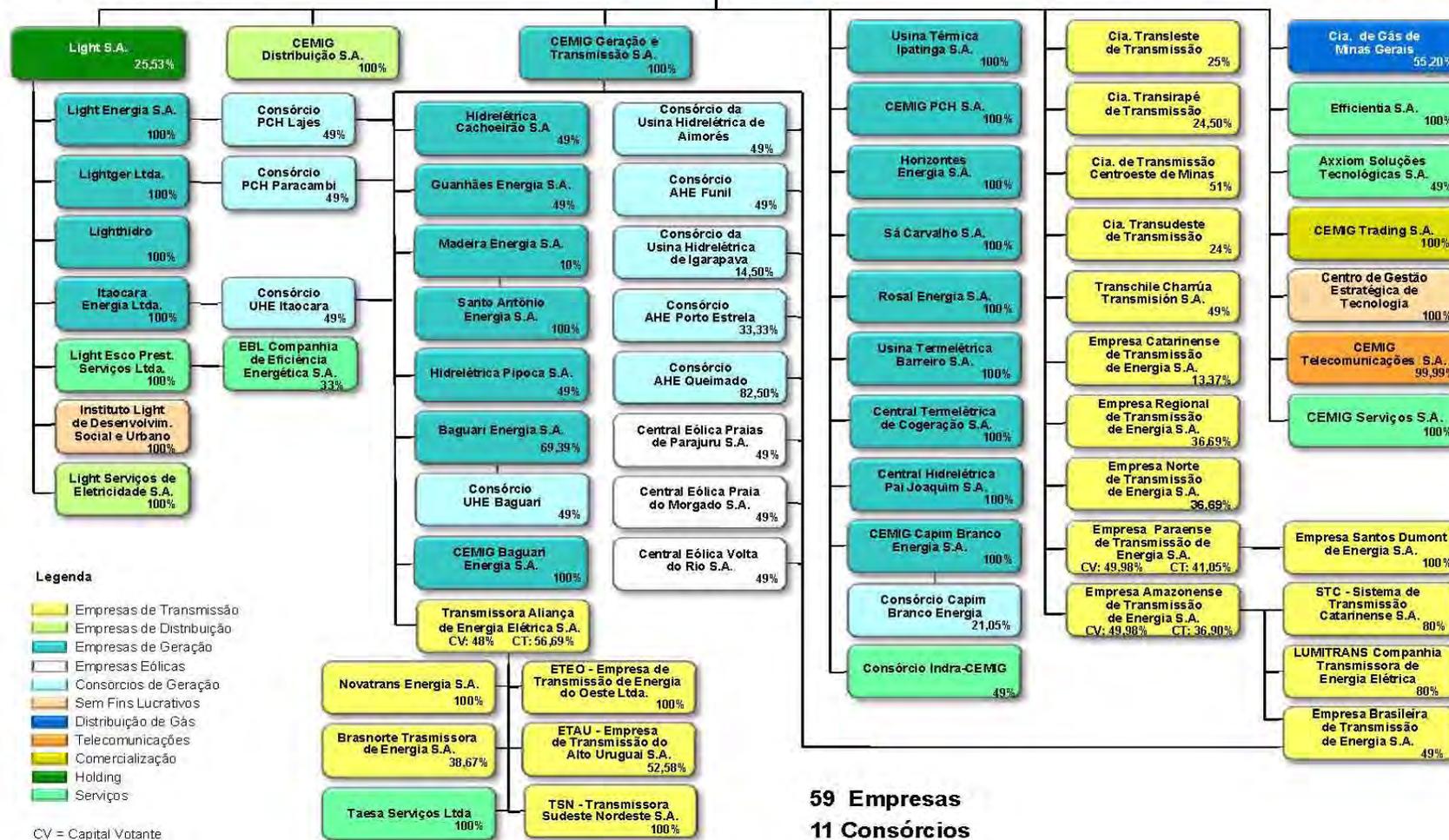
O organograma abaixo apresenta a nossa estrutura societária em 11 de junho de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

EMPRESAS E CONSÓRCIOS DO GRUPO CEMIG

CIA. ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

Posição em 11 de junho de 2010



Fonte: Superintendência de Gestão de Participações - GP

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As sociedades a seguir descritas eram as nossas principais subsidiárias e controladas consolidadas em nossas demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (participação de 100%), realiza atividades geração e transmissão, e está em operação desde 1º de janeiro de 2005.
- Cemig Distribuição S.A. (participação de 100%), realiza atividades de distribuição de energia, e está em operação desde 1º de janeiro de 2005.
- Sá Carvalho S.A. (participação de 100%), gera e vende energia elétrica, e detém a concessão para operar a Usina Hidrelétrica Sá Carvalho, com capacidade instalada de 78MW. A usina iniciou suas operações em 1951 e sua concessão é válida até dezembro de 2024, mas pode ser prorrogada por um período de até 20 anos. A CEMIG adquiriu o controle acionário da Sá Carvalho S.A. junto à Acesita S.A. em dezembro de 2000.
- Rosal Energia S.A. (“Rosal Energia”) (participação de 100%), gera e vende energia elétrica, e detém a concessão para operar a usina hidrelétrica Rosal, com capacidade instalada de 55MW. Sua concessão é válida até maio de 2032, e pode ser estendida por um período de até 20 anos. A Rosal Energia foi constituída em outubro de 1999 e a usina iniciou suas operações em 30 de dezembro de 1999. A CEMIG adquiriu 100% das ações da Rosal Energia do Grupo Rede em dezembro de 2004.
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100%), é uma sociedade de propósito específico que gera e vende energia elétrica na usina termelétrica e a vapor de Ipatinga, com capacidade instalada de 40MW. Esta companhia foi constituída em agosto de 2000, suas operações foram iniciadas em 1986, e está sob empréstimo, sem custos, para a CEMIG, por 15 anos, até dezembro de 2014.
- Horizontes Energia S.A. (participação de 100%), gera e vende energia elétrica como uma produtora independente de energia, ou PIE, nas usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e nas usinas hidrelétricas de Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina, com capacidade total instalada de 14,1MW. As concessões da Horizontes Energia S.A. expiram em 04 de outubro de 2030, com exceção da usina hidrelétrica de Machado Mineiro, cuja concessão expira em 08 de julho de 2025. A Horizontes Energia S.A. foi constituída em abril de 2001 e as usinas iniciarão suas operações em 1992, 1992, 2001 e 2001, respectivamente.
- Usina Termelétrica Barreiro S.A. (participação de 100%), é uma produtora independente de energia, ou PIE, que gera e vende energia elétrica proveniente da usina termelétrica Barreiro, com capacidade instalada de 12,9MW. A Usina Termelétrica Barreiro S.A. foi constituída em abril de 2001 e suas operações foram iniciadas em fevereiro de 2004, com sua concessão válida até 2023.
- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (participação de 100%), operou a usina termelétrica Barreiro, mas atualmente é uma companhia não operacional, uma vez que a operação da usina foi posteriormente transferida à companhia Usina Termelétrica Barreiro S.A. A Central Termelétrica de Cogeração S.A. foi constituída em julho de 2002.
- Cemig PCH S.A. (participação de 100%), é uma PIE que opera a pequena central hidrelétrica de Pai Joaquim de 23 MW, vendendo a energia produzida. A Cemig PCH S.A. foi constituída em outubro de 2001 e suas operações foram iniciadas em março de 2004 sob uma autorização que é válida até abril de 2032.
- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. (participação de 100%), opera a pequena central hidrelétrica Pai Joaquim, entretanto atualmente é uma companhia não operacional, uma vez que a usina foi posteriormente transferida à Cemig PCH S.A. A Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. foi constituída em julho de 2002.
- Cemig Capim Branco Energia S.A. (participação de 100%), opera as duas usinas do complexo de geração Capim Branco, por meio do Consórcio Capim Branco Energia. O complexo, renomeado como Complexo Amador Aguiar, tem capacidade potencial total instalada de 450 MW. A Cemig Capim Branco Energia S.A. foi constituída em maio de 2001 e a usina de Capim Branco I iniciou suas

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

operações em fevereiro de 2006, e Capim Branco II, em março de 2007. As concessões são válidas até agosto de 2036.

- Cemig Baguari Energia S.A. (participação de 100%), atua como um veículo de participação da CEMIG no consórcio da Usina Hidrelétrica de Baguari, operando a Usina Hidrelétrica de Baguari. A Cemig Baguari Energia S.A. foi constituída em julho de 2006 e a CEMIG posteriormente decidiu tomar parte no consórcio por meio da companhia Baguari Energia S.A.
- Cemig Trading S.A. (participação de 100%), fornece serviços relacionados à venda e comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, como a avaliação de cenários, representação de clientes na CCEE, estruturação e intermediação de transações de compra e venda de energia elétrica e prestação de serviços de consultoria. Também compra e vende energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre de modo a satisfazer a demanda de seus clientes. Foi constituída em julho de 2002.
- Efficientia S.A. (participação de 100%), presta serviços de eficiência e otimização energéticas, consultoria e soluções, bem como serviços de operação e manutenção de instalações de fornecimento de energia. A Efficientia S.A. foi constituída em janeiro de 2002.
- Cemig Telecomunicações S.A. (participação de 100%), presta serviços de telecomunicações e atividades relacionadas, por meio de redes multi-serviços que utilizam cabos de fibra ótica, cabos coaxiais e outros equipamentos eletrônicos. A Cemig Telecomunicações S.A. foi constituída em janeiro de 1999 como Empresa de Infovias S.A. Em 2002, a CEMIG adquiriu uma participação nessa empresa, que era detida pela AES.
- Cemig Serviços S.A. (participação de 100%) formada em abril de 2008 para prestar serviços relativos à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 incluem os resultados financeiros da CEMIG e de todas as suas subsidiárias e coligadas (operacionais e pré-operacionais) descritas acima. Vide Notas Explicativas 1 e 9 das demonstrações financeiras consolidadas. Em 31 de dezembro de 2009, os seguintes investimentos não eram consolidados:

- Light S.A. (participação de 13,03% do total de seu capital). As principais companhias controladas da Light S.A. são a Light Energia, geradora de energia elétrica, a Light Serviços de Eletricidade S.A., distribuidora de energia elétrica e a Light Esco Ltda., que opera na comercialização de energia elétrica e eficiência energética. Para obter mais detalhes, vide “Investimentos na Light”.
- Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”) (controle compartilhado, participação de 55,19%), que adquire, transporta, distribui e vende gás natural. A Gasmig foi constituída em julho de 1986 e em dezembro de 2004, a CEMIG alienou 40% de sua participação na Gasmig para a Gaspetro, uma subsidiária integral da Petrobras e celebrou um acordo de acionistas com a Petrobras e Gaspetro. A Gasmig detém uma concessão para a distribuição de gás canalizado em todo o Estado de Minas Gerais por um período de 30 anos, a partir de janeiro de 1993, podendo ser prorrogado.
- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (“ETEP”) (controle compartilhado, participação de 40,19%), é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão que se inicia na Subestação de Tucuruí e termina na Subestação Vila do Conde no Estado do Pará. A ETEP foi constituída em março de 2001 e a CEMIG adquiriu sua participação na ETEP em agosto de 2006.
- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (“ENTE”) (controle compartilhado, participação de 36,69%), é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, para duas linhas de transmissão de 500 kV, sendo a primeira com início na Subestação de Tucuruí e término na Subestação Marabá no Estado do Pará, e a segunda da Subestação de Marabá para a Subestação de Açailândia no Estado do Maranhão. A ENTE foi constituída em setembro de 2002 e a CEMIG adquiriu sua participação na ENTE em agosto de 2006.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. (“ERTE”) (controle compartilhado, participação de 36,69%), é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 230 kV com início na Subestação Vila do Conde e término na Subestação Santa Maria no Estado do Pará. A ERTE foi constituída em setembro de 2002 e a CEMIG adquiriu sua participação na ERTE em agosto de 2006.
- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (“EATE”) (controle compartilhado, participação de 36,35%), é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 500 kV entre as subestações setorizadas de Tucuruí, Marabá, Imperatriz, Presidente Dutra e Açailândia. A EATE foi constituída em março de 2001, e a CEMIG adquiriu sua participação na EATE em agosto de 2006.
- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (“ECTE”) (controle compartilhado, participação de 13,37%), é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 525 kV com início na Subestação Campos Novos e término na Subestação de Blumenau no Estado de Santa Catarina. A ECTE foi constituída em agosto de 2000, e a CEMIG adquiriu sua participação na ECTE em agosto de 2006.
- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (controle compartilhado, participação de 51,0%) atua na construção, implementação, operação e manutenção da linha de transmissão de 345 kV entre a subestação da usina hidrelétrica de Furnas e uma subestação localizada em Pimenta. A Companhia de Transmissão Centroeste de Minas foi constituída em outubro de 2004 e o período da concessão da linha de transmissão Furnas-Pimenta é de 30 anos, a partir de março de 2005.
- Companhia Transleste de Transmissão (controle compartilhado, participação de 25,0%), construiu e opera a linha de transmissão de 345 kV ligando uma subestação em Montes Claros à subestação da usina hidrelétrica de Irapé. A Companhia Transleste de Transmissão foi constituída em outubro de 2003 e iniciou suas operações em dezembro de 2005. O período de concessão da linha de transmissão Irapé-Montes Claros é de 30 anos, a partir de fevereiro de 2004.
- Companhia Transudeste de Transmissão (controle compartilhado, participação de 24,0%), construiu, opera e realiza a manutenção da linha de transmissão de 345 kV que vai de Itutinga a Juiz de Fora. A Companhia Transudeste de Transmissão foi constituída em outubro de 2004 e iniciou suas operações em fevereiro de 2007. O período de concessão da linha de transmissão Itutinga-Juiz de Fora é de 30 anos, a partir de março de 2005.
- Companhia Transirapé de Transmissão (controle compartilhado, participação de 24,5%), construiu, opera e realiza a manutenção da linha de transmissão de 230 kV Irapé-Arauaí. A Companhia Transirapé de Transmissão foi constituída em dezembro de 2004 e iniciou suas operações em maio de 2007. O período de concessão da linha de transmissão é de 30 anos, a partir de março de 2005.
- Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. ou “EBTE” (controle compartilhado, participação de 49%), constituída em julho de 2008, na forma de sociedade de propósito específico para construir, operar, e realizar a manutenção da linha de transmissão de 481,6 milhas: duplo circuito Brasnorte-Juba, com 144,16 milhas, 230kV; duplo circuito Brasnorte-Parecis, com 65,87 milhas; duplo circuito Brasnorte-Juína com 133,59 milhas; circuito simples Nova Mutum-Sorriso, com 90,10 milhas e circuito simples Sorriso-Sinop com 47,85 milhas, 230kV, bem como as subestações de 230-138/13.8 kV de Parecis e Juína, com a finalidade de transmitir a energia elétrica gerada hidraulicamente pelos complexos de Dardanelos e Juruena, bem como para reforçar o sistema de transmissão regional. O início da operação parcial está prevista para setembro de 2010.
- Transchile Charrúa Transmisión S.A. (controle compartilhado, participação de 49%), atua na construção, operação e manutenção da linha de transmissão de 220 kV Charrúa-Nueva Temuco, no Chile. A Transchile Charrúa Transmisión S.A. foi constituída em julho de 2005. O período de concessão da linha é de 20 anos, a partir de maio de 2005 e poderá ser prorrogado por igual período. Suas operações comerciais foram iniciadas em janeiro de 2010.
- Baguari Energia S.A. (controle compartilhado, participação de 69,39%), é uma sociedade de propósito específico constituída em abril de 2008 para operar a concessão de geração hidrelétrica da usina

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

hidrelétrica Baguari (140 MW), por meio do Consórcio AHE Baguari, no qual a CEMIG possui 49% de participação. O período da concessão é de 35 anos, a partir de agosto de 2006. A primeira e a segunda unidades de geração iniciaram suas operações em 9 de setembro de 2009 e 26 de novembro de 2009, respectivamente. A terceira unidade de geração iniciou suas operações em 2 de março de 2010 e a última unidade de geração deverá iniciar operações em 19 de maio de 2010.

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (controle compartilhado, participação de 49%), construiu e opera a pequena central hidrelétrica Cachoeirão (PCH), no Rio Manhuaçu, nos municípios de Pocrane e Alvarenga, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 27MW. A Hidrelétrica Cachoeirão S.A. foi constituída em janeiro de 2007 e iniciou suas operações em dezembro de 2008. Seu período de concessão é de 30 anos, a partir de julho de 2000.
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (controle compartilhado, participação de 49%), atua na construção, operação e venda da energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica Pipoca, no Rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema. A Hidrelétrica Pipoca S.A. foi constituída em junho de 2004 e a CEMIG adquiriu sua participação em maio de 2008. A usina possui capacidade instalada de 20 MW, com início das operações da primeira unidade de geração previsto para agosto de 2010. A segunda e a terceira unidades de geração deverão iniciar suas operações em setembro de 2010 e outubro de 2010, respectivamente. Seu período de autorização é de 30 anos, a partir de setembro de 2001.
- Guanhões Energia S.A. (controle compartilhado, participação de 49%), atua na construção e operação das pequenas centrais hidrelétricas de Dolores de Guanhões, Senhora do Porto e Jacaré, no município de Dolores de Guanhões, e da usina Fortuna II, nos municípios de Guanhões e Virgínpolis, com capacidade total de 44 MW. A Guanhões Energia S.A. foi constituída em junho de 2006 e a CEMIG adquiriu sua participação em outubro de 2007. A construção está planejada para ter início em 2010 e o início das suas operações está planejado para o primeiro semestre de 2012. A autorização é para um período de 30 anos, tendo sido iniciado em 2001 para a unidade Fortuna II, em outubro de 2002 para as unidades Jacaré e Senhora do Porto e em novembro de 2002 para a unidade Dolores de Guanhões.
- Madeira Energia S.A. (“MESA”) (controle compartilhado, participação de 10%), é uma sociedade de propósito específico, constituída em agosto de 2007 para construir, operar e realizar a manutenção da usina hidrelétrica de Santo Antônio, por meio de sua subsidiária integral, Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”). A usina está sendo construída na bacia do Rio Madeira, na região Norte do Brasil. Ela terá capacidade de geração de 3.150 MW, e espera-se que o início das operações ocorra em 2012. Seu período de concessão é de 35 anos a partir de junho de 2008.
- Central Eólica Praias de Parajurú S.A. (controle compartilhado, participação de 49%) está localizada em Beberibe, no Estado do Ceará, a 63 milhas da capital do Estado, Fortaleza. Iniciou suas operações comerciais em agosto de 2009. Todo o volume de energia, no total de 106.604 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, de acordo com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (“Programa Proinfra”) – por um período de 20 anos.
- Central Eólica Praia do Morgado S.A. (controle compartilhado, participação de 49%) está localizada em Acaraú, no Estado do Ceará, a 174 km da capital do Estado, Fortaleza. Iniciou suas operações em maio de 2010. Todo o volume de energia, no total de 115.636 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, de acordo com o Programa Proinfra – por um período de 20 anos.
- Central Eólica Volta do Rio S.A. (controle compartilhado, participação de 49%) está localizada em Acaraú, no Estado do Ceará, a 149 km da capital do Estado, Fortaleza. O início das operações está previsto para julho de 2010. Todo o volume de energia, no total de 161.238 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, de acordo com o programa Proinfra – por um período de 20 anos.
- Axxiom Soluções Tecnológicas S. A. (participação de 49%) presta serviços completos de implementação e gestão de sistemas a companhias do setor de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). A Axxiom Soluções Tecnológicas S. A. foi constituída em 27 de agosto de 2007 e iniciou suas operações no segundo semestre de 2008.

Em 3 de julho de 2008, o Conselho de Administração da CEMIG autorizou a Cemig Geração e Transmissão a adquirir 49% de participação na Usina Hidrelétrica de Itaocara e nas Pequenas Centrais Hidrelétricas

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

de Paracambi e Lajes, bem como a integrar o Consórcio UHE Itaocara, em parceria com a Itaocara Energia Ltda., o Consórcio PCH Paracambi, em parceria com a Lightger Ltda., e do Consórcio PCH Lajes, em parceria com a Light Energia S.A. O objetivo de cada um dos consórcios é produzir estudos técnicos e de viabilidade, bem como o planejamento, construção, operação e manutenção das respectivas usinas.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas de Lajes ainda encontram-se no estágio de planejamento e de estudo de viabilidade.

Em 4 de fevereiro de 2009, o Conselho de Administração da Cemig Geração e Transmissão autorizou a oferta de uma proposta vinculante para um contrato de compra de ações com a Energimp S.A. para adquirir uma participação de 49% em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, Brasil, por R\$213 milhões. A transação foi concluída em 15 de agosto de 2009 pelo valor de R\$ 223 milhões.

As usinas eólicas adquiridas incluem a usina eólica Praias de Parajurú, que iniciou suas operações em agosto de 2009, a usina eólica Praia do Morgado, que iniciou suas operações em maio de 2010, e a usina eólica Volta do Rio, que deverá iniciar suas operações em julho de 2010, com uma capacidade instalada total de 99,6 MW. As aquisições foram aprovadas pela ANEEL, pela Caixa Econômica Federal, pela Eletrobras e pelo CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica).

Por intermédio de nossas subsidiárias, acreditamos que somos a maior concessionária integrada de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil. Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Somos parte em contratos de concessão com a ANEEL, que consolidam nossas várias concessões de geração em um único contrato e nossas várias concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste de Minas Gerais. Também somos parte em um novo contrato de concessão com a ANEEL relativo às nossas operações de transmissão. Em decorrência do processo de desverticalização, a ANEEL aprovou a transferência de nossas concessões de serviços de distribuição para a Cemig Distribuição, e a transferência de nossa concessão de serviços de transmissão para a Cemig Geração e Transmissão em 16 de setembro de 2005. Em 22 de outubro de 2008, a ANEEL aprovou a transferência de nossa concessão de geração de energia para a Cemig Geração e Transmissão.

Em 31 de dezembro de 2009, gerávamos energia elétrica em 54 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e duas usinas eólicas, perfazendo uma capacidade instalada total de 6.624MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.085 milhas de linhas de transmissão e 281.756 milhas de linhas de distribuição. Detemos concessões para distribuição de energia elétrica em 96,7% do território de Minas Gerais.

O setor elétrico brasileiro passou por extensa reestruturação regulatória, em consequência da qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência. Para uma descrição mais pormenorizada sobre alterações regulatórias que afetam nossos negócios, vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

De acordo com a legislação estadual de Minas Gerais, nosso Estatuto Social foi alterado em 1984 de forma a nos permitir participar de uma gama mais ampla de atividades relativas ao setor de energia por intermédio de companhias separadas. Em 1986, criamos a Gasmig, como subsidiária encarregada da distribuição de gás natural por meio de gasodutos localizados em Minas Gerais, da qual vendemos uma participação de 40% em 2004.

Alterações adicionais na legislação estadual de Minas Gerais promulgadas em 1997 nos autorizaram a participar de atividades não relacionadas à energia elétrica que possam ser realizadas com uso de nossos ativos operacionais. Em janeiro de 1999, constituímos a Empresa de Infovias S.A., prestadora de serviços de telecomunicações, por meio de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., parte do grupo *AES Corporation Group*. Em 2002, adquirimos a participação da AES Força Empreendimentos Ltda. na Empresa de Infovias S.A. (atualmente CEMIG Telecomunicações S.A.) Também prestamos serviços de consultoria e celebramos contratos de consultoria com companhias de energia elétrica em vários países.

Aquisição da Terna

De acordo com seu plano estratégico, a CEMIG tem por objetivo consolidar sua participação no mercado no setor de energia elétrica no Brasil. Para isso, a CEMIG tem estudado a aquisição de investimentos nos negócios relacionados à distribuição, geração e transmissão de energia elétrica.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Neste contexto, em 23 de abril de 2009, a Cemig Geração e Transmissão celebrou um contrato de compra de ações com a companhia italiana Terna S.p.A. relacionada à compra de ações da Terna Participações S.A. (“Terna”). Essa transação foi concluída em 3 de novembro de 2009 por meio da empresa Transmissora do Atlântico de Energia Elétrica S.A. (“Atlântico”), uma companhia formada pela Cemig Geração e Transmissão, detendo uma participação de 49%, e Fundo de Investimento em Participações Coliseu (“FIP Coliseu”), com uma participação de 51%.

A quantidade total de ações adquiridas pela Atlântico foi de 173.527.113 ações ordinárias, representando 65,85% do capital social e 85,26% das ações com direito de voto da Terna, pelo total de R\$2.148.379.099,24, equivalente a R\$37,14 por *Unit* (cada *Unit* compreende uma ação ordinária e duas ações preferenciais), e R\$12,38 por cada ação ordinária ou preferencial. No dia 04 de novembro de 2009, a denominação social da Terna Participações S.A. foi alterada para Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“Aliança”).

Em um dos contratos que regulamentam a parceria da Cemig Geração e Transmissão com o FIP Coliseu na aquisição das ações da Terna detidas pela Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A (“Terna S.p.A”), há uma provisão na qual a Cemig Geração e Transmissão conferiu à FIP Coliseu o direito de alienar toda a sua participação acionária na Aliança para a Cemig Geração e Transmissão, no quinto ano após a sua entrada no capital, mediante o pagamento de valores correspondentes ao capital investido líquido dos dividendos e benefícios recebidos pelo FIP Coliseu na aquisição da Terna, ajustados pela variação do IPCA +7% por ano.

A Aliança é uma *holding* que atua na transmissão de energia elétrica em 11 estados do Brasil, por meio das seguintes companhias controladas ou coligadas: Transmissora Sudeste Nordeste S.A. (“TSN”); Novatrans Energia S.A.; Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. (“ETEO”); Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. (“ETAU”) (participação de 52,58% do capital social); Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (38,67% do capital social) e Terna Serviços Ltda. Em conjunto, essas companhias detêm 2.307 milhas de linhas de transmissão, que compõem a Linha de Transmissão de Eletricidade Nacional Brasileira.

Em 28 de dezembro de 2009, a Atlântico foi cindida e parte majoritária desta empresa foi incorporada pela Aliança, sendo a parcela cindida do ativo e passivo líquido transferida à Transmissora Alterosa de Energia S.A. (“Alterosa”), que assumiu as obrigações em relação à oferta pública para a aquisição de ações da Aliança, com a finalidade de garantir aos acionistas minoritários as mesmas condições na venda das ações. Posteriormente à incorporação, a Cemig Geração e Transmissão e FIP Coliseu passaram a deter, respectivamente, 32,27% e 33,59% do capital social, e 41,78% e 43,48% do capital votante da Aliança.

A oferta pública para a aquisição das ações foi liquidada em 11 de maio de 2010: 25.841.774 *Units* foram adquiridas, representando 25.841.774 ações ordinárias e 51.683.548 ações preferenciais, ao preço de R\$ 38,73 por *Unit* ou R\$ 12,91 por ação ordinária ou preferencial, um volume financeiro total de R\$ 1 bilhão. Com a transação, a Cemig Geração e Transmissão e o FIP Coliseu, por meio da Alterosa, aumentaram sua participação no capital total da Aliança em 29,42%, representando 12,69% de aumento da participação em ações ordinárias e 86,17% na participação em ações preferenciais.

Como resultado da oferta pública, a Cemig Geração e Transmissão e FIP Coliseu detêm uma participação agregada de 95,28% do capital total da Aliança, representando 97,96% de ações ordinárias e 86,17% de ações preferenciais, um investimento total de R\$3.149 milhões, dos quais os investimentos realizados pela CEMIG representam R\$1.834 milhões.

Investimento na Light

Em 31 de dezembro de 2009, por meio da Rio Minas Participações S.A. (“RME”), detínhamos participação acionária indireta de 13,03% na Light S.A., ou Light, que gera, transmite e distribui energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro. Em 28 de março de 2006, a RME assinou um contrato com a EDF International S.A., ou EDFI, para comprar junto à EDFI 88,84% de suas ações na Light, que representavam 79,39% do capital social da Light no momento da compra.

Em 16 de maio de 2007, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), que detinha debêntures conversíveis emitidas pela Light, exerceu sua opção e converteu 90% das debêntures conversíveis em ações. Como resultado desta conversão, representando aproximadamente R\$713 milhões, o BNDES tornou-se detentor de 31,44% do capital total da Light, reduzindo, desta forma, a participação societária da

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

RME de 79,39% para 54,17%. Em 26 de outubro de 2007, o BNDES converteu os 10% remanescentes de suas ações conversíveis em ações da Light, passando a deter 33,69% do capital total da Light, representando uma diluição da participação da RME na Light de 54,17% para 52,25% (2,7% por meio de sua subsidiária integral Lidil Comercial Ltda.).

No segundo trimestre de 2008, a CEMIG reconheceu como ganho R\$82,7 milhões, referente a uma compensação financeira a ser paga pelos outros acionistas da RME pela renúncia da CEMIG de seu direito de exercer uma opção de compra da participação sobre os ativos de geração da Light detida pelos outros sócios da RME, tendo sido tal opção adquirida pela CEMIG por um valor acordado. Um acionista da RME realizou o pagamento integral, nos termos de sua parcela no acordo, em julho de 2008, e os demais farão o pagamento em um período máximo de nove anos, sendo tais valores reajustados com base na taxa SELIC acrescida de 1,00% ao ano. Os pagamentos à CEMIG pelos demais acionistas devem corresponder a, no mínimo, 10,00% dos dividendos pagos pela Light a tais acionistas anualmente.

Em 30 de dezembro de 2009, os acionistas da RME aprovaram uma reorganização societária com base na cisão parcial da companhia em partes iguais, resultando na CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões (“AGC”), detendo participação direta na Light, enquanto a Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações (“LUCE”), por meio da participação indireta na Luce Empreendimentos e Participações S.A. (“LEPSA”), e Equatorial Energia S.A. (“Equatorial”), mantiveram suas participações indiretas.

Em 30 de dezembro de 2009, a CEMIG, como adquirente, celebrou contratos de compra de ações com a AGC e o Fundo de Investimento em Participações PCP (FIP PCP), o acionista controlador da Equatorial, em relação às suas respectivas participações diretas e indiretas na Light.

De acordo com os termos desses Contratos de Compra de Ações, os valores seriam reajustados com base na taxa CDI, publicada pela Cetip S.A. Balcão Organizado de Ativos e Derivativos, de 1º de dezembro de 2009 até a data de fechamento de cada transação, menos os dividendos pagos ou declarados no período.

De acordo com os termos desses Contratos de Compra de Ações, a conclusão do contrato assinado com a FIP PCP está sujeita à reorganização corporativa da Equatorial, a titular direta das ações objeto da transação, a ser realizada em julho de 2010.

O contrato de compra de ações celebrado com a AGC corresponde a 13,03% do capital social votante e total da Light. O preço de aquisição, correspondente a 26.576.149 ações ordinárias da Light, foi de R\$785 milhões, equivalente a aproximadamente R\$29,54 por ação. Em 25 de março de 2010, a CEMIG pagou R\$718,5 milhões para a AGC, o que corresponde a 25.494.500 ações, ou 12,50% do capital social, equivalente a R\$28,18 por ação. A conclusão da parte remanescente da transação, referente a 1.081.649 ações, ou 0,53% do capital social, está prevista para setembro de 2010.

O contrato de compra e venda firmado com a FIP PCP foi celebrado em relação à aquisição de 55,41% da participação acionária indireta detida pela FIP PCP, acionista controlador da Equatorial, na Light. A referida participação acionária consiste em 14.728.502 ações ordinárias na Light, o que equivale a 7,22% do capital social votante e total da Light. Para esta transação ser concluída, a Equatorial passará por uma reorganização societária para transferir a participação acionária indireta na Light para outra companhia (“Nova Companhia”). Após a referida reorganização, a FIP PCP alienará sua participação acionária indireta na Light para uma sociedade de propósito específico, na qual a CEMIG deterá uma participação acionária não inferior a 20%. O preço desta aquisição é de R\$29,54 por ação na Light, o que corresponde a R\$435 milhões, para 55,41% de participação acionária indireta na Light atualmente detida pela FIP PCP. Caso os acionistas minoritários da Nova Companhia exerçam os direitos de “tag-along”, o valor da transação poderá potencialmente atingir R\$785 milhões, o que corresponde ao total de 26.576.149 ações ordinárias na Light que a Nova Companhia irá deter indiretamente, representando aproximadamente 13,03% do capital social total e votante da Light.

Em conexão com os Contratos de Compra de Ações, em 24 de março de 2010, a CEMIG celebrou um contrato de opção de venda de ações e outras avenças (a “Opção de Venda”) com a Enlighted Partners Venture Capital LLC, uma sociedade limitada, cujo objeto é a concessão de uma opção de alienação das ações da Luce Investment Fund (“Fundo LUCE”), que detém 75% das ações da LUCE, que por sua vez é detentora indireta, por meio da LEPSA, de 26.576.149 ações ordinárias da Light, representando aproximadamente 13,03% do capital social votante da Light.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O preço das ações do Fundo LUCE, caso a Opção de Venda seja exercida é US\$340,5 milhões, em 1º de dezembro de 2009, subtraídos quaisquer dividendos ou juros sobre o capital pagos ou declarados a partir de 1º de dezembro de 2009 até o exercício da Opção de Venda, caso a mesma seja exercida.

A Opção de Venda pode ser exercida a partir de 1º de outubro de 2010 até 6 de outubro de 2010 e o seu exercício deve impor a obrigação da CEMIG adquirir ou indicar um terceiro que deverá adquirir a totalidade das ações detidas pelo Fundo LUCE.

A participação acionária final da CEMIG na Light dependerá da participação acionária da CEMIG na sociedade de propósito específico, do exercício dos direitos de “tag along” pelos acionistas minoritários e do exercício da Opção de Venda.

Reconhecemos nossa participação na Light como um investimento e registramos R\$132 milhões em receita advinda de nosso investimento na Light, em 2009.

Atividades da Light

As principais atividades da Light são:

- Geração – utilizando a energia hidroelétrica dos rios Paraíba do Sul e Ribeirão das Lajes, com capacidade máxima total de 855 MW.
- Distribuição de energia – servindo uma área total de 4.236 milhas quadradas do Estado do Rio de Janeiro, suprindo 4,0 milhões de consumidores, representando aproximadamente 11 milhões de pessoas em 31 municípios e faturando um total de 19.048 GWh em 2009.
- Comercialização de energia – operando no ACL e lidando com fontes alternativas de energia.
- Serviços de energia – prestando serviços de energia e infraestrutura e com foco em soluções em energia para seus clientes, como uma Companhia de Serviço de Eletricidade, ou ESCO.

A Light investiu um total de R\$563,8 milhões em 2009 na aquisição de ativos imobilizados e em benfeitorias destinadas à melhoria e ampliação do sistema de distribuição, bem como da rede de transmissão para as instalações de geração. Esse valor representou um aumento de 3,13% sobre os R\$546,7 milhões de despesas de capital em 2008.

O contrato de concessão para fornecimento dos serviços de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro expira em 2026, mas pode ser renovado mediante requerimento.

Companhias Concessionárias de Transmissão

Em 2006, a CEMIG, em parceria com a MDU Brasil Ltda. e a Brascan Brasil Ltda., adquiriu 50% do capital social votante nas concessionárias de transmissão de energia elétrica EATE, ENTE, ETEP e ERTE, e 40% do capital votante da concessionária de transmissão ECTE, por R\$802 milhões. Conjuntamente, nos referimos a essas empresas como as Transmissoras Brasileiras de Energia (“TBE”).

Em 24 de setembro de 2008, a Brookfield Brasil TBE Participações Ltda., sócia da CEMIG na TBE, exerceu a opção de vender suas ações nas companhias EATE, ECTE, ENTE, ERTE e ETEP para CEMIG, Alupar Investimento S. A. (“Alupar”) e Centrais Elétricas de Santa Catarina (“Celesc”). Juntamente com a Alupar e Celesc, a CEMIG adquiriu as ações detidas pela antiga Brookfield nas companhias de transmissão do Grupo TBE. O Grupo TBE é formado pela EATE, ENTE, ETEP, ECTE, ERTE, STC, Lumitrans, EBTE e ESDE. Em 30 de junho de 2009, a CEMIG adquiriu 95% das ações detidas pela Brookfield nas companhias EATE, ENTE, ERTE e ETEP, bem como 74,5% das ações detidas pela Brookfield na ECTE, pelo valor equivalente a R\$ 479,9 milhões. Posteriormente, em 14 de julho de 2009, uma participação adicional de 4,9% das ações da Brookfield na EATE, ENTE, ERTE e ETEP, e de 3,8% das ações da Brookfield na ECTE, detidas pela Brookfield, foram adquiridas por R\$ 25,0 milhões. As despesas totais foram de R\$ 504,9 milhões.

Em outubro de 2008, a EATE adquiriu uma participação de 80% nas companhias Sistemas de Transmissão Catarinense S.A. (“STC”) e Lumitrans – Companhia Transmissora de Energia Elétrica, ambas localizadas em Santa

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Catarina, com a adição de R\$ 32 milhões em Receitas Anuais Permitidas (RAP), e 122 milhas de rede, para o Grupo TBE.

Ainda em 2008, a EATE, em conjunto com a Cemig Geração e Transmissão, venceu o Leilão da ANEEL 004/2008, Lote D, para a construção, operação e manutenção de cinco linhas de transmissão (482 milhas), envolvendo sete subestações (400MVA), no Mato Grosso, representando RAP de R\$ 27 milhões. A companhia EBTE foi contratada para operar o projeto, com a EATE detendo uma participação de 51% do capital e a Cemig Geração e Transmissão 49% do capital.

Em maio de 2009, no Leilão da ANEEL 001/2009, a ETEP arrematou o Lote H, para a construção, operação e manutenção da subestação 345kV Santos Dumont, em Minas Gerais, representando RAP de R\$ 8 milhões. Em junho de 2009, a companhia Empresa Santos Dumont de Energia S.A. (“ESDE”) foi contratada para operar o projeto.

Descrição das concessonárias de transmissão

Em 31 de dezembro de 2009, a CEMIG detinha investimentos diretos (com controle compartilhado) na EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP e EBTE, bem como investimentos indiretos na STC, Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica e ESDE, conforme demonstrado na tabela abaixo.

Companhia	Conexão	Extensão (milhas)	Capacidade (kV)	Operação	Receita anual permitida (1) (R\$ milhões)	Contrato de concessão (3)	Data de expiração da concessão
EATE (2)	Tucuruí (Pará) a Presidente Dutra (Maranhão)	577	500	Março de 2003	263,1	12 de junho de 2001	12 de junho de 2031
ECTE (2)	Campos Novos (Santa Catarina) a Blumenau (Santa Catarina)	157	525	Março de 2002	59,2	1º de novembro de 2000	1º de novembro de 2030
ENTE (2)	Tucuruí (Pará) a Açailândia (Maranhão)	285	500	Fevereiro de 2005	136,6	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ERTE (2)	Vila do Conde (Pará) a Santa Maria (Pará)	96	230	Setembro de 2004	24,1	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ETEP (2)	Tucuruí (Pará) a Vila do Conde (Pará)	201	500	Agosto de 2002	61,0	12 de junho de 2001	12 de junho de 2031
Lumitrans (2)	Machadinho – Campos Novos	31,7	525	Outubro de 2007	16,2	18 de fevereiro de 2004	18 de fevereiro de 2034
STC (2)	Barra Grande – Lajes- Rio do Sul	114,3	230	Novembro de 2007	23,5	27 de abril de 2006	27 de abril de 2036
EBTE	Brasnorte-Juba,Brasnorte-Parecis Brasnorte- Juína,Nova Mutum-Sorriso, Sorriso- Sinop	481,6	230	Operações estimadas para junho de 2010	27,3	16 de outubro de 2008	16 de outubro de 2038
ESDE	LT Barbacena 2- Santos Dumont LT Santos Dumont- Juiz de Fora I	1,2	345	Operações estimadas para serem iniciadas parcialmente em maio de 2011	8,3	19 de novembro de 2009	19 de novembro de 2039

(1) Receita anual determinada pela ANEEL (Resolução 843/2009) ajustada pela inflação.

(2) A operação e manutenção de linhas de transmissão da EATE, ENTE e da ERTE são realizadas pela Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte e da ECTE pela Celesc, e Eletrosul e da STC pela Celesc e da Lumitrans pela Eletrosul.

(3) Direitos adquiridos para exploração comercial do serviço público de transmissão de eletricidade por 30 anos, renovável pelo mesmo período.

Nos termos dos contratos de concessão para essas linhas, a receita anual para os últimos 15 anos de contrato é 50% inferior à receita anual para os 15 anos iniciais, ainda que a receita anual seja ajustada a cada ano pela inflação em relação à revisão anual das companhias de transmissão. A revisão anual e o reajuste de receita normalmente ocorrem no mês de julho. Reconhecemos a receita em tais contratos de forma direta de acordo com a natureza dos serviços prestados.

Aquisição de participação na MDU e TBE

Em 13 de novembro de 2009, a CEMIG executou um contrato de compra de ações com a MDU Resources Luxembourg II LLC, S.à.r.l. (“MDU”) para adquirir da MDU a participação de 13,3% do capital social votante e total da ENTE, 13,3% do capital social votante da ERTE e até 10% do capital social votante da ECTE, conforme aprovado pelo nosso Conselho de Administração em 28 de outubro de 2009.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O valor total aproximado da venda era de R\$ 100 milhões em 30 de setembro de 2009. O valor final depende se os acionistas exercerão ou não o direito de preferência.

A conclusão da transação e a aquisição real das ações pela CEMIG dependem da aprovação da ANEEL e do BNDES, bem como de outros agentes de financiamento.

A conclusão da transação resultará na participação ponderada média da CEMIG na TBE de 46,6% das ações ordinárias e 39,86% do capital social total. Posteriormente a recompra das ações detidas pela Eletrobras, a participação da CEMIG no capital total e nas ações ordinárias será equivalente a 46,8%.

Despesas de Capital e Investimentos em Afiliadas

As despesas de capital e investimentos em afiliadas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, em milhões de reais, foram as seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Aquisição de participação na Terna Participações S.A.	1.070	-	-
Aquisição de participação em companhias de transmissão	505	37	-
Aquisição da participação nas usinas eólicas	224	-	-
Outros investimentos	215	183	26
Venda da WAY TV	-	-	(49)
Total de investimentos em afiliadas	<u>2.014</u>	<u>220</u>	<u>(23)</u>
Projetos de geração de energia – ativo imobilizado	87	121	242
Expansão da rede de transmissão	23	12	64
Expansão da rede de distribuição	672	792	790
Outros	69	46	24
Total das despesas de capital em ativo imobilizado	<u>851</u>	<u>971</u>	<u>1,120</u>
Total das despesas de capital e investimentos em afiliadas	<u>2.865</u>	<u>1,191</u>	<u>1,097</u>

Atualmente, projetamos despesas de capital em 2010 relacionadas ao ativo imobilizado de, aproximadamente, R\$1.401 milhões. Conforme nossas previsões, o principal uso dessas despesas de capital será a expansão de nossa infraestrutura de distribuição.

Atualmente projetamos investimentos em afiliadas de, aproximadamente, R\$132 milhões em 2010.

Esperamos ter recursos para nossas despesas de capital e investimentos em afiliadas em 2010, sobretudo com base no fluxo de caixa de nossas operações e, em uma menor extensão, por meio de financiamentos. Conforme os mercados financeiros melhorarem, esperamos financiar nossa expansão e projetos por meio da emissão de debêntures, bem como de notas promissórias, para alcançar objetivos de curto prazo.

Visão Geral do Negócio

Geral

Somos obrigados, como outras concessionárias do sistema elétrico brasileiro, a comprar energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em nossas vendas de energia elétrica. Vide “– Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Aquisição de Energia Elétrica – Itaipu”. Ademais, compramos energia de outras concessionárias. Vide “– Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Aquisição de Energia Elétrica – Contratos Provenientes dos Leilões”. Compramos, também, energia gerada por autoprodutores de energia, ou APEs, e produtores independentes de energia, ou PIEs, que estão localizados em nossa área de concessão.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A tabela a seguir apresenta certas informações, em GWh, relativas à energia elétrica por nós gerada, comprada de outras fontes e entregue durante os períodos especificados:

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
FONTES	70.548	68.318	67.698
Energia elétrica gerada pela CEMIG ⁽¹⁾	32.830	31.291	33.150
Energia elétrica gerada por autoprodutores	1.167	1.062	1.047
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	210	355	362
Energia elétrica gerada pela Barreiro	62	75	82
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho	428	349	322
Energia elétrica gerada pela Horizontes	79	41	36
Energia elétrica gerada pela Cemig PCH	3	22	10
Energia elétrica gerada pela Rosal Energia	309	230	264
Energia Elétrica gerada pela Cachoeirão ⁽⁵⁾	641	610	505
Energia elétrica comprada da Itaipu	148		
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas ^{(2) (3)}	8.889	12.323	12.135
	25.782	21.960	19.785
DEMANDA	70.548	68.318	67.698
Energia elétrica entregue a consumidores finais ⁽⁴⁾	39.204	42.940	39.056
Energia elétrica entregue a autoprodutores	996	982	990
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	211	355	362
Energia elétrica entregue pela Barreiro	84	98	100
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	500	473	472
Energia elétrica entregue pela Cemig PCH	79	84	84
Energia elétrica entregue pela Rosal Energia	123		
Energia elétrica gerada pela Cachoeirão ⁽⁵⁾		122	122
Energia elétrica entregue à rede nacional e outras empresas ⁽⁵⁾	263	263	263
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas ^{(2) (3)}	140		
	23.339	17.211	20.621
Perdas	5.609	5.790	5.629

- (1) Descontando as perdas atribuídas à geração (711 GWh em 2009) e ao consumo interno das usinas de geração.
- (2) Com início em 2004, esse valor se refere a contratos, compras e vendas de energia elétrica na CCEE, inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia.
- (3) Inclui os contratos bilaterais com outros agentes da CCEE.
- (4) Inclui energia elétrica entregue a consumidores fora da área de concessão.
- (5) Inclui 100% da energia produzida pela Hidroelétrica Cachoeirão. A CEMIG possui uma participação de 49% no consórcio, sendo responsável pela venda de 100% da garantia física desta pequena central hidroelétrica.

Geração

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2009, fomos a sétima maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil com base em capacidade instalada total. Em 31 de dezembro de 2009, geramos energia elétrica em 54 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e duas usinas eólicas, dispendo de capacidade instalada total de geração de 6.642 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 6.443 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e nossa usina eólica respondeu por 15,11 MW. Oito de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 81% de nossa capacidade de geração elétrica instalada em 2009. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, registramos despesas no total de R\$756 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Vide “Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras” e “– O Setor de Energia Elétrica Brasileiro”.

Transmissão

Dedicamo-nos ao negócio de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega aos consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração, bem como energia por nós comprada de Itaipu, e outras fontes, como a energia elétrica do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia com capacidade de tensão igual ou superior a 230 kV e integra a rede de transmissão brasileira, regulamentada pelo ONS. Vide “– O Setor Elétrico Brasileiro”. Em 31 de dezembro de 2009, nossa rede de transmissão de Minas Gerais consistia de 1.352 milhas de linhas de 500 kV, 1.244 milhas de linhas de 345 kV e 485 milhas de linhas de 230 kV, bem como de 35 subestações com total de 94 transformadores e capacidade de transformação total de 15.506 MVA.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Distribuição

Por meio da CEMIG Distribuição detemos quatro contratos de concessão de distribuição em Minas Gerais que nos outorga direitos de fornecer energia elétrica a consumidores dentro de nossa área de concessão, incluindo os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, na categoria de Consumidores Livres (consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kWh de fontes alternativas de energia, tais como vento, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas). Nossa área de concessão cobre aproximadamente 219.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2009, detínhamos e operávamos 294.552 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos 22.332 GWh a aproximadamente 6,8 milhões de consumidores.

Em 2009, um total de 15.081 GWh foi transmitido e entregue pelos sistemas de distribuição de energia elétrica. O valor total de energia elétrica fornecida aos consumidores do sistema de distribuição foi de 37.413 GWh, dos quais 52,2% foram fornecidos aos consumidores industriais, 20,8% aos consumidores residenciais, 12,7% aos consumidores comerciais, 5,9% aos consumidores rurais e 8,3% aos demais consumidores. A Cemig Distribuição é a maior distribuidora de energia elétrica no Brasil.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também aos seguintes negócios: (i) distribuição de gás natural em Minas Gerais por meio de nossa controlada consolidada Gasmig; (ii) telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Cemig Telecomunicações S.A. (anteriormente denominada Empresa de Infovias S.A.), criada para fins de prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalados ao longo de nossa rede de transmissão e distribuição por meio dos quais serviços de telecomunicações podem ser prestados; e (iii) consultoria nacional e internacional por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A., cuja finalidade é fornecer aos nossos maiores clientes, nos setores industrial, de serviços e comercial, soluções de energia e (iv) implementação e gestão de sistemas para companhias do setor de energia elétrica (geração, distribuição e transmissão) por meio de nossa subsidiária Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., constituída em 27 de agosto de 2007. Nós também buscamos fortalecer nossos negócios de gás e o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, particularmente o petróleo. Em 9 de fevereiro de 2009, nosso Estatuto Social foi alterado para criar a Diretoria de Gás, responsável por coordenar todas as políticas e processos para exploração, aquisição, armazenamento, transporte, transmissão, distribuição e venda de petróleo e gás e seus subprodutos, seja originados diretamente ou por meio de terceiros.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuídas a cada uma de nossas principais fontes de receita nos períodos indicados:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2009	2008	2007
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	10.994	10.497	10.191
Vendas de energia elétrica ao sistema elétrico interligado	1.682	1.069	1.134
Uso das redes básicas de transmissão e distribuição	1.999	1.865	1.705
Serviços prestados	84	82	61
Telecomunicações e outros	193	159	175
Total	14.952	13.672	13.266

Geração e Comercialização de Energia

Visão Geral

A tabela abaixo apresenta as informações operacionais relativas à nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2009:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (1) (média MW)	Início das operações	Capacidade instalada % do total	Data de expiração da concessão ou da autorização	Participação da CEMIG
Principais hidroelétricas						
São Simão	1.710	1.281,0	1978	25,7	Janeiro de 2015	100%
Emborcação.....	1.192	497,0	1982	17,9	Julho de 2025	100%

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Usina	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (1) (média MW)	Início das operações	Capacidade instalada % do total	Data de expiração da concessão ou da autorização	Participação da CEMIG
Nova Ponte.....	510	276,0	1994	7,7	Julho de 2025	100%
Jaguara	424	336,0	1971	6,4	Agosto de 2013	100%
Miranda	408	202,0	1998	6,1	Dezembro de 2016	100%
Três Marias	396	239,0	1962	6,0	Julho de 2015	100%
Volta Grande	380	229,0	1974	5,7	Fevereiro de 2017	100%
Irapé	360	206,3	2006	5,4	Fevereiro de 2035	100%
Aimorés	161,7	84,3	2005	2,4	Dezembro de 2035	49%
Salto Grande	102	75,0	1956	1,5	Julho de 2015	100%
Funil	88	43,6	2002	1,3	Dezembro de 2035	49%
Queimado	86,6	47,8	2004	1,3	Janeiro de 2033	82,5%
Sá Carvalho	78	58,0	2000 (2)	1,2	Dezembro de 2024	100%
Rosal Energia	55	30,0	2004 (2)	0,8	Mai de 2032	100%
Itutinga	52	28,0	1955	0,8	Julho de 2015	100%
Baguari	47,60	27,26	2009	0,7	Agosto de/2041	34%
Amador Aguiar I.....	50,5	32,6	2006	0,8	Agosto de/2036	21,05%
Amador Aguiar II.....	44,21	27,6	2007	0,7	Agosto de/2036	21,05%
Camargos	46	21,0	1960	0,7	Julho de 2015	100%
Porto Estrela.....	37	18,6	2001	0,6	Julho de 2032	33,3%
Igarapava.....	30,4	24,4 (3)	1999	0,5	Dezembro de 2028	14,5%
Pai Joaquim (5)	23	13,9	2004	0,4	Abril de 2032	100%
Cachoeirão	13,23	8,02	2008	0,2	Julho de 2030	49%
Piau.....	18	8,0	1955 (2)	0,3	Julho de 2015	100%
Gafanhoto.....	14	6,7	1946	0,2	Julho de 2015	—
Usinas hidroelétricas menores	115,2	62,4	—	1,7	—	—
Usinas termelétricas						
Igarapé.....	131	71,3	1978	2,0	Agosto de 2024	100%
Ipatinga	40	40	2000 (2)	0,6	Dezembro de 2014	100%
Barreiro	12,9	11,4	2004	0,2	Abril de 2023	100%
(6)						
Usina eólica.....						
Morro do Camelinho	1	0,3	1994	0,0	Indefinido	100%
Praias do Parajuru	14,11	6,11	2009	0,2	Setembro de 2032	49%
Total	<u>6.641,45 (4)</u>	<u>4.012,59 (4)</u>	<u>—</u>	<u>100,0%</u>	<u>—</u>	<u>—</u>

- (1) Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pelo MME em conformidade com estudos conduzidos pela EPE. O cálculo da Energia Assegurada considera fatores como capacidade de reservatório e conexão a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não prevêem valores superiores à Energia Assegurada à usina.
- (2) Indica nossa data de aquisição.
- (3) O montante de 5,49MW médios de Energia Assegurada, conforme estabelecido no contrato celebrado com o consórcio formado pela Cemig Geração e Transmissão e a Companhia Vale do Rio Doce, Companhia Siderúrgica Nacional, Votorantim Metais e Zinco S.A. e AngloGold Ashanti Brasil Ltda., está incluído.
- (4) Esse valor não inclui a energia relacionada ao nosso investimento na Light, tendo em vista que não somos controladores ou temos controle operacional de nenhum dos ativos energéticos da Light.
- (5) Em 19 de dezembro de 2005, a ANEEL aprovou a transferência da autorização para produzir e vender a energia da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. para a CEMIG PCH S.A.
- (6) A Usina de Formoso foi desativada conforme a Decisão nº 2.013 da ANEEL de 29 de maio de 2009.

As tabelas a seguir apresentam determinadas informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de energia elétrica nas datas indicadas:

Tensão das Linhas de Ligação	Extensão da Rede de Geração em Milhas (de nossas usinas até as subestações de geração)		
	31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
500 kV	7	7	7
345 a 230 kV	81 (1)	15	15
161 a 138 kV	112	112	112
69 a 13,8 kV	163 (2)	134	102
Total	<u>363</u>	<u>268</u>	<u>236 (3)</u>

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	Capacidade de Transformação Abaixadora ⁽⁴⁾ de Subestações de Geração		
	31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Número de subestações abaixadoras	59	58	57
MVA	7.332	7.141 ⁽³⁾	7.125

- (1) A extensão de nossa rede de ligação de 230 kV aumentou em 2009, em decorrência do início das operações da Usina Baguari.
- (2) A extensão de nossa rede de ligação de 69 kV aumentou em 2009, em decorrência do início das operações da Usina Eólica de Praias do Parajuru.
- (3) Esse valor não inclui a aquisição da Light
- (4) Capacidade de transformação abaixadora se refere à capacidade de um transformador de receber certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Geração

Constituímos as seguintes subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e outros Estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração de energia e deter as respectivas concessões:

Usina Térmica Ipatinga S.A. – Operamos a Usina Termelétrica de Ipatinga por intermédio de nossa subsidiária Usina Térmica Ipatinga S.A. Essa usina é uma APE (autoprodutora de energia) instalada e operada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS, ou Usiminas, uma grande companhia siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. Em 2000, adquirimos a Usina de Ipatinga da Usiminas como pagamento de dívidas pendentes relativas ao fornecimento de energia elétrica pelo valor de R\$90 milhões. Celebramos um contrato de compra e venda de energia com a Usiminas referente à energia produzida em Ipatinga. A usina atualmente apresenta capacidade instalada de 40 MW, gerada por duas unidades que iniciaram operação em 1986 e que utilizam gás de alto-forno como combustível.

Sá Carvalho S.A. – Operamos a Usina Hidroelétrica Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no Município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, por meio de nossa subsidiária Sá Carvalho S.A., que adquirimos da Acesita S.A., ou Acesita, uma siderúrgica, por R\$87 milhões, em 2000.

Rosal Energia S.A. – Em dezembro de 2004, compramos da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., ou Caiuá, a hidrelétrica de Rosal, com capacidade instalada de 55 MW, por R\$134 milhões. A hidrelétrica de Rosal, o único ativo da Rosal Energia, fica situada no Rio Itabapoana, que corre ao longo da fronteira entre os Estados do Espírito Santo (Município de Guaçuí) e do Rio de Janeiro (Município de Bom Jesus de Itabapoana). Opera em ligação integrada com os sistemas de energia elétrica de Alegre e Mimoso do Sul, de propriedade da companhia de eletricidade do Estado do Espírito Santo, Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.). A primeira e a segunda turbinas da hidrelétrica iniciaram operações em dezembro de 1999 e janeiro de 2000, respectivamente. A usina possui contrato de concessão com prazo de duração de 35 anos, com vencimento em 2032.

Cemig Capim Branco Energia S.A. – Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em parceria com a Companhia Vale do Rio Doce, ou CVRD, uma companhia de mineração, Comercial e Agrícola Paineiras, uma agroindústria e Companhia Mineira de Metais, ou CMM, uma companhia metalúrgica. Em 11 de abril de 2006, a ANEEL publicou sua Resolução nº 314, transferindo a concessão de geração de energia elétrica da CMM (por meio da participação da CMM na Cemig Capim Branco Energia S.A.) para a Votorantim Metais Zinco S.A., ou VMZ, tendo a Resolução da ANEEL nº 478, de 12 de junho de 2007, ratificado a transação. Em 16 de março de 2007, a ANEEL publicou a Resolução nº 683, aprovando a alteração da denominação social do Complexo de Geração Capim Branco para Complexo de Geração Amador Aguiar. O projeto consiste das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e Amador Aguiar II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Celebramos contrato de compra com a Cemig Capim Branco Energia S.A. nos termos do qual a Cemig Distribuição comprará a energia produzida pela Amador Aguiar I e pela Amador Aguiar II pelo prazo de 20 anos a contar da data de início das operações comerciais de cada usina, que, no caso de Amador Aguiar I foi 21 de fevereiro de 2006, e no caso de Amador Aguiar II, foi 9 de março de 2007. Este contrato foi apresentado à ANEEL em 2003, tendo sido aprovado pela ANEEL em dezembro de 2004.

Horizontes Energia S.A. – Constituímos a Horizontes Energia S.A., ou Horizontes Energia, para gerar e comercializar energia elétrica como um PIE (produtor independente de energia), por meio da operação comercial das seguintes usinas hidrelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (que está localizada no Rio Pardo, no

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

município de Ninheira, Estado de Minas Gerais, e que possui capacidade instalada de 1,72 MW), Usina de Salto do Paraopeba (que está localizada no Rio Paraopeba, na cidade de Jeceaba, Estado de Minas Gerais, e que possui capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (que também está localizada no Rio Chapecozinho, Xanxerê, no Estado de Santa Catarina, e que possui capacidade instalada de 8,2 MW), e Usina de Salto do Passo Velho (que está localizada no Rio Chapecozinho, na cidade de Xanxerê, Estado de Santa Catarina, e que possui capacidade instalada de 1,8 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Usina Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Toda a energia elétrica gerada pela Horizontes Energia S.A. está alocada para venda no ACL, e parte dessa energia já foi vendida até o ano de 2011. Atualmente, a Usina de Salto do Paraopeba está com suas operações paralisadas devido à reforma. Estimamos que tal usina retomará suas operações em 2011.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Constituímos a Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com aV&M do Brasil S.A., ou Vallourec & Mannesmann, metalúrgica, da construção e operação da Usina Termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, localizada próximo à Vallourec & Mannesmann no bairro Barreiro, na cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais. A construção foi iniciada em julho de 2002 e a operação comercial começou em fevereiro de 2004. A Usina Termelétrica Barreiro S.A. detém os ativos da Usina Termelétrica Barreiro e comercializa sua produção de energia elétrica.

CEMIG PCH S.A. – Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. Sua principal atividade é a produção e venda de energia elétrica por meio da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, como um PIE. Esta hidrelétrica, localizada no Rio Araguari, possui uma capacidade elétrica instalada de 23 MW e começou a operar comercialmente em 31 de março de 2004. A CEMIG PCH S.A. detém os ativos da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim e comercializa a energia elétrica produzida por essa hidrelétrica.

Usina Hidrelétrica Irapé – A Usina Hidrelétrica Irapé, que possui uma capacidade instalada de 360 MW, está localizada no Rio Jequitinhonha, na região norte de Minas Gerais. A construção começou em abril de 2002 e suas três unidades começaram a gerar energia comercialmente em 20 de julho de 2006, 5 de agosto de 2006 e 3 de outubro de 2006, respectivamente. A concessão desta usina expira em 28 de fevereiro de 2035.

Pequena Central Hidrelétrica Cachoeirão – A Cemig Geração e Transmissão negociou a aquisição de participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Cachoeirão. Juntamente com nosso parceiro neste projeto, a Santa Maria Energética S.A. (“Santa Maria Energética”), constituímos a SPE Hidrelétrica Cachoeirão S.A., para construir e operar a Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão. Esta usina, com capacidade instalada de 27MW, está situada no Rio Manhuaçu, na região leste de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão possui uma participação de 49% na SPE e a Santa Maria Energética possui participação de 51%. A Santa Maria Energética é uma sociedade de propósito específico que detém a autorização para a operação comercial da Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão e, no fim de janeiro de 2007, solicitou permissão à ANEEL para transferir essa autorização para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A. A construção foi iniciada em março de 2007 e a usina entrou em operação em 30 de dezembro de 2008. A concessão relativa a esta usina expira em 27 de julho de 2030.

A Cemig Geração e Transmissão também opera as seguintes usinas:

Usina Hidrelétrica de Queimado – Nossa parceira nesse projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, uma companhia de energia elétrica controlada pelo estado. A CEB detém uma participação de 17,5% e nós detemos os 82,5% restantes. A Usina, com uma capacidade instalada de 105MW, está localizada no Rio Preto, abrangendo áreas nos Estados de Minas Gerais, Goiás e do Distrito Federal. A usina iniciou sua operação comercial em 9 de abril de 2004, com a operação de sua primeira unidade. O início da operação comercial da segunda e terceira unidades ocorreu em 16 de junho de 2004 e 8 de julho de 2004, respectivamente. A concessão dessa usina expirará em 2 de janeiro de 2033. Atualmente, nossa sócia em Queimado é a CEB Participações S.A. (CEBPar), a subsidiária da CEB, de acordo com a Segunda Alteração ao Contrato de Concessão 006/1997, celebrada em 17 de julho de 2009.

Usina Hidrelétrica de Aimorés – A Usina Hidrelétrica de Aimorés, localizada no Rio Doce, tem capacidade instalada de 330MW. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa parceira, a Valesul Alumínio S.A., detém participação de 51%. A operação comercial desta usina se iniciou parcialmente em 30 de julho de 2005, e a usina iniciou sua operação com capacidade total em novembro de 2005, quando obtivemos a licença de operação

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA. A concessão dessa usina expirará em 20 de dezembro de 2035.

Usina Hidrelétrica Funil – Também conhecida como Usina Hidrelétrica José Mendes Júnior, a Usina Hidrelétrica de Funil tem capacidade de geração de 180MW e está localizada no Rio Grande, na região sul de Minas Gerais. Possuímos uma participação de 49% no empreendimento e nossa sócia, a Companhia Vale do Rio Doce (“CVRD”), possui uma participação de 51%. A construção foi iniciada em setembro de 2000, e suas três turbinas iniciaram a geração comercial em 2002 e 2003. A concessão relacionada a essa usina expira em 20 de dezembro de 2035.

Usina Hidrelétrica Porto Estrela – Esta usina é um projeto do Consórcio Hidrelétrico Porto Estrela, localizado nas montanhas da Serra da Estrela, no Estado de Minas Gerais. Possui duas unidades de geração, com capacidade total instalada de 112MW. Possuímos participação de 33% neste empreendimento. O início da concessão se deu em julho de 1997, e ela se encerrará 35 anos após a data de início, em julho de 2032. A construção foi iniciada em 9 de julho de 1999, e concluída em 9 de novembro de 2001. A licença de operação da usina foi obtida em 29 de junho de 2001, e a primeira e a segunda unidades de geração entraram em operação em 4 de setembro de 2001 e 5 de novembro de 2001, respectivamente.

Usina Hidrelétrica Baguari – Um consórcio constituído pela Cemig Geração e Transmissão, Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas, uma concessionária de energia elétrica de geração e transmissão controlada pelo Governo Federal, e a Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A., uma sociedade de propósito específico, ou SPE, que pertence à Neoenergia S.A., uma companhia *holding* do setor elétrico, titular da concessão para construir e operar a Usina Hidrelétrica Baguari e vender a energia dela proveniente. A usina terá uma capacidade instalada de 140MW e estará localizada no Rio Doce, no Estado de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão tem participação de 34% neste consórcio. A energia gerada será comercializada no ACR. Em 15 de dezembro de 2006, o Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais, ou COPAM, emitiu a licença de instalação da usina. A construção começou em 9 de maio de 2007. A licença operacional da usina foi obtida em 5 de julho de 2009 e a primeira e segunda unidades de geração iniciaram suas operações em 9 de setembro de 2009 e 26 de novembro de 2009, respectivamente. As duas últimas unidades de geração iniciaram suas operações em março e maio de 2010, respectivamente.

A concessão relativa a esta usina expira em 15 de agosto de 2041. Em 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$179 milhões, neste projeto, de um investimento total projetado de R\$190 milhões.

Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente, estamos envolvidos na construção de sete usinas hidrelétricas – Dores de Guanhões, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré, Pipoca, Paracambi e Santo Antônio – que aumentarão a capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 92,19 MW durante os próximos três anos. A seguir faremos uma breve descrição destes projetos, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas delas fora de nosso alcance:

SPE Guanhões Energia S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCHs, de Dores de Guanhões, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Nosso parceiro neste projeto é a Investminas Participações S.A., uma controlada integral da GlobalBank Participações e Investimentos S.A., que formou, juntamente com nossa Companhia, a SPE Guanhões Energia S.A., ou Guanhões Energia. O objetivo da Guanhões Energia é construir e operar essas quatro PCHs, a saber: Dores de Guanhões, com capacidade instalada de 14 MW; Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12 MW; Jacaré, com capacidade instalada de 9 MW; e Fortuna II, com capacidade instalada de 9 MW. Dores de Guanhões, Senhora do Porto e Jacaré serão construídas no Rio Guanhões, localizado do município de Dores de Guanhões, Estado de Minas Gerais, e a Fortuna II será construída no Rio Corrente Grande, localizado nos municípios de Guanhões e Virgíópolis, Estado de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão detém uma participação de 49% na Guanhões Energia, enquanto a Investminas Participações detém os 51% remanescentes. A construção deverá ser iniciada em setembro de 2010 e espera-se que as operações comerciais sejam iniciadas no primeiro semestre de 2012. As concessões relativas a tais usinas expiram em dezembro de 2031 para a Fortuna II; em novembro de 2032 para a Dores de Guanhões; e em outubro de 2032 para a Senhora do Porto e Jacaré. Em 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$9,6 milhões neste projeto.

Pequena Central Hidroelétrica Pipoca – A Cemig Geração e Transmissão negociou uma compra de participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Pipoca, em sociedade com a Omega Energia

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Renovável S.A., fundada pelas companhias de investimento Targum Investimentos e Winbros Participações, Gestão e Investimentos, para implementar e operar o projeto. Por meio da Cemig Geração e Transmissão, nós detemos participação de 49% no capital da Hidrelétrica Pipoca S.A. A usina, com uma capacidade instalada de 20 MW, será localizada no Rio Manhuaçu, na região leste do Estado de Minas Gerais. A construção foi iniciada em outubro de 2008 e a operação comercial está estimada para ter início em julho de 2010. A concessão relativa a esta usina expira em 10 de setembro de 2031. Em 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$17 milhões neste projeto.

Pequena Central Hidroelétrica de Paracambi — A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação da Pequena Central Hidroelétrica de Paracambi, em parceria com a Lightger S.A., uma companhia de investimentos dos Estados Unidos, para implementar e operar o projeto. Deteremos uma participação de 49% neste projeto. A usina, com uma capacidade instalada de 25 MW, será localizada no Rio Lajes, no leste do Estado do Rio de Janeiro. A construção foi iniciada em novembro de 2009 e a operação comercial deverá ser iniciada em setembro e novembro de 2011. A concessão relativa a esta usina expira em 2 de dezembro de 2031. Em agosto de 2009, o Conselho de Administração da CEMIG aprovou a participação efetiva da Companhia nesta *joint venture*. Em 31 de dezembro de 2009, não havíamos realizado qualquer investimento neste projeto.

Madeira Energia S.A. — A MESA é uma sociedade de propósito específico (SPE) criada para implementar, criar, operar e manter a usina hidrelétrica de Santo Antônio, na bacia do Rio Madeira, na região Nordeste do Brasil. Tal instalação contará com uma capacidade de geração de 3.150 MW. Estima-se que as operações da MESA serão iniciadas em 2012. A Cemig Geração e Transmissão possui 10% de participação na MESA, e, com base em nossa participação acionária, esperamos investir R\$1.416 milhões no desenvolvimento deste projeto.

Joint-Ventures de Cogeração com Clientes

Pretendemos estabelecer *joint-ventures* com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de cogeração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidores e gerariam energia elétrica com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. Cada projeto de co-geração seria custeado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da energia elétrica gerada nas instalações do consumidor. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de cogeração.

Usinas Eólicas

A geração de energia elétrica com base na energia eólica está se tornando uma das possibilidades mais promissoras em termos de geração de energia no futuro próximo. Além do baixo impacto no meio-ambiente, essa fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com os recentes estudos realizados. Adicionalmente, o seu rápido desenvolvimento técnico nas últimas décadas, resultou em custos competitivos por MWh em relação a outras alternativas de geração de energia elétrica. A CEMIG está acompanhando a expansão acelerada da geração de energia eólica, bem como sua inclusão na carteira de energia elétrica no Brasil.

Morro do Camelinho, nossa primeira usina eólica, iniciou suas operações em 1994. A usina está localizada em Gouveia, município ao norte de Minas Gerais. O projeto é a primeira usina eólica do Brasil a ser interligada à rede básica de transmissão e está conectada ao sistema de distribuição da CEMIG. Apresenta capacidade de geração total de 1MW, sendo acionada por quatro turbinas com capacidade de 250 kW cada uma. A usina de Morro do Camelinho foi construída por intermédio de um convênio de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. O custo do projeto foi de US\$1,5 milhão, sendo 51% do custo fornecido pela nossa companhia e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

Em 5 de fevereiro de 2009, o Conselho de Administração da Cemig Geração e Transmissão autorizou a oferta de uma proposta vinculante para um contrato de aquisição de ações com a Energimp S.A. para adquirir 49% de participação em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, Brasil, pelo montante de R\$223 milhões. A operação foi concluída em 15 de agosto de 2009. As três usinas eólicas, denominadas UEE Praia do Morgado, UEE Praias de Parajuru e UEE Volta do Rio, terão capacidade instalada total de 99,6MW. A aquisição está sujeita à aprovação pela ANEEL, pela Caixa Econômica Federal, pela Eletrobras e pelo CADE. A UEE Praias de Parajuru iniciou suas operações em agosto de 2009 e a UEE Praia do Morgado iniciou suas operações em maio de 2010. A UEE Volta do Rio deverá iniciar suas operações em julho de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Central Eólica Praias de Parajuru S.A. está localizada em Beberibe, no Estado do Ceará, a 63 milhas da capital do Estado, Fortaleza. Iniciou suas operações comerciais em agosto de 2009. Todo o volume de energia, totalizando 106.604 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, por meio do programa Proinfa por um período de 20 anos.

Central Eólica Praia do Morgado S.A. está localizada em Acaraú, no Estado do Ceará, a 174 milhas da capital do Estado, Fortaleza. Iniciou suas operações comerciais em maio de 2010. Todo o volume de energia, totalizando 115.636 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, por meio do programa Proinfa por um período de 20 anos.

Central Eólica Volta do Rio S.A. está localizada em Acaraú, no Estado do Ceará, a 149 milhas da capital do Estado, Fortaleza. Iniciou suas operações comerciais em julho de 2010. Todo o volume de energia, totalizando 161.238 MWh/ano, foi vendido à Eletrobras, por meio do programa Proinfa por um período de 20 anos.

Comercialização de Energia

Nos termos da atual regulamentação do setor elétrico brasileiro, as companhias de geração de energia podem operar na comercialização bem como na venda de sua própria produção. A CEMIG intensificou esta atividade em 2009, a qual é complementar à atividade de venda de sua própria geração, adquirindo eletricidade para venda futura, por meio de suas controladas de geração e venda de energia, buscando futuramente aumentar os resultados da companhia. A política de comercialização global da CEMIG é aprovada pelo Conselho de Administração e as transações são individualmente aprovadas pela Diretoria.

Estas transações foram previamente submetidas à análise do Comitê de Gestão de Riscos Energéticos, no qual representantes de várias áreas da CEMIG – financeira, legal, comercial, regulatória e planejamento – participam, com o propósito de determinar os riscos e resultados esperados, utilizando, para isto, análise das condições de mercado, modelos de simulação hidrológica, modelos de riscos energéticos, preços de venda à vista estimados e cálculo da rentabilidade sobre o risco.

Os resultados das atividades de comercialização dependem das condições de mercado, que podem diferir das expectativas da companhia. Para mitigar os riscos, a CEMIG busca evitar as exposições, vendendo a energia comprada assim que possível.

Transmissão

Visão Geral

Nosso negócio de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia elétrica das usinas elétricas onde é gerada ao sistema de distribuição, que a transmite a energia elétrica aos consumidores finais, e a outros agentes consumidores conectados diretamente à rede básica de transmissão. Nosso sistema de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaixadoras com tensões que variam de 230 kV a 500 kV.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, registramos uma receita total de R\$627 milhões em decorrência de nossos negócios de transmissão. Por outro lado, como também somos uma companhia de distribuição e como compramos energia elétrica de Itaipu e de outras companhias elétricas, nosso uso da rede básica de transmissão exige que paguemos tarifas programadas ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e aos proprietários de outros trechos da rede básica de transmissão. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “– O Setor Elétrico Brasileiro”.

Transmitimos tanto a energia por nós gerada como a energia que compramos de Itaipu e outras fontes, como a energia do sistema elétrico interligado. Em 31 de dezembro de 2009, possuíamos, também, 13 clientes livres industriais aos quais transportamos diretamente 4.103 GWh de energia elétrica de alta tensão (igual ou superior a 230 kV por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Nove desses clientes industriais são consumidores de energia da CEMIG que responderam por aproximadamente 66,9% do volume total transportado de energia elétrica. Também transmitimos energia a sistemas de distribuição por meio do sistema sul/sudeste, ligado ao sistema interligado nacional.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As tabelas a seguir apresentam certas informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

Tensão das Linhas de Transmissão	Extensão da Rede de Transmissão em Milhas (de subestações de geração para subestações de distribuição)		
	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007(3)
500 kV	1.352	1.352	1.352
345 kV	1.244	1.244	1.244
230 kV	485	485	485
Total	3.081	3.081	3.081

Número de subestações abaixadoras MVA	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
	35	35	35
	15.503	15.503	15.503

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Transmissão

Montes Claros-Irapé – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA, ou ALUSA, por Furnas, pela Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., ou Orteng, e pela CEMIG, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Montes Claros-Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Temos uma participação de 25% nessa Companhia. Esta linha de transmissão de 345 kV conecta a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com uma extensão de aproximadamente 86 milhas. A construção do projeto teve início em janeiro de 2005 e a operação da linha de transmissão iniciou-se em 18 de dezembro de 2005. A concessão expira em 18 de fevereiro de 2034. Até 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$12,4 milhões neste projeto.

Itutinga-Juiz de Fora – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Itutinga-Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 89 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga e uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. Iniciamos o projeto em março de 2005, e as operações comerciais se iniciaram em 23 de fevereiro de 2007. Até 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$8,5 milhões neste projeto.

Irapé-Araçuaí – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Irapé-Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 38 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé e uma subestação em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005, e às operações comerciais em 23 de maio de 2007. Até 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$6,3 milhões nesse projeto.

Furnas-Pimenta – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Furnas-Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centro-Oeste, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 47 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Iniciamos o projeto em março de 2005. Suas operações comerciais foram iniciadas em março de 2010. Até 31 de dezembro de 2009, investimos R\$16,6 milhões neste projeto.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Charrúa–Nueva Temuco – Em abril de 2005 um consórcio constituído pela ALUSA e CEMIG, com participação de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão licitada pelo *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*, ou CDEC – SIC, do Chile, para construir, operar e manter a linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco pelo período de 20 anos. Este foi um importante marco na história da CEMIG, configurando nosso primeiro ativo fora do Brasil. Nós e a ALUSA constituímos a Transchile Charrúa Transmisión S.A., uma SPE criada no Chile e responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Com uma extensão de aproximadamente 116 milhas, a linha de transmissão conecta as subestações de Charrúa e Nueva Temuco na região central do Chile. Iniciamos o projeto em junho de 2005 e a construção começou em abril de 2007. Em 18 de julho de 2007, a Transchile Charrúa Transmisión S.A. celebrou um contrato de financiamento de projetos com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, no valor de US\$51,0 milhões, relativo à linha de transmissão e subestações. A operação comercial iniciou-se em janeiro de 2010. Até 31 de dezembro de 2009, havíamos investido R\$ 27,6 milhões nesse projeto.

Ampliação de Capacidade de Transmissão

Acreditamos que o nosso sistema de transmissão precisará ser reforçado e expandido por meio da construção de novas subestações e linhas de transmissão dentro dos próximos cinco anos.

Em conformidade com a nova estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro, as concessões para ampliação da infraestrutura de transmissão de energia elétrica no Brasil são outorgadas de acordo com um regime de licitação ou são autorizadas pela ANEEL. A seguir temos uma breve descrição de nossos projetos de transmissão atualmente em andamento, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas das quais estão fora de nosso controle:

EBTE – Linhas de Transmissão no Estado do Mato Grosso – Em junho de 2008, uma SPE formada pela EATE e pela Cemig Geração e Transmissão, com participações de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão em leilão conduzido pela ANEEL com relação a um grupo de cinco linhas de transmissão e duas subestações. Conforme requerido pelos procedimentos do leilão, os parceiros constituíram a EBTE, que é responsável pela construção e operação das linhas de transmissão. As linhas de transmissão de 230 kV e subestações consistem de três linhas em circuito duplo com extensão de 344 milhas e duas linhas em circuito simples com extensão de 138 milhas, totalizando uma extensão de 775.482 milhas, conectando sete subestações nos distritos de Juína, Brasnorte, Sapezal, Nova Mutum, Sorriso, Sinop, Tangará da Serra, Campo Novo dos Parecis, Lucas do Rio Verde e Vera, todos localizados na região norte do Estado do Mato Grosso. O projeto foi iniciado em janeiro de 2009, e esperamos que a entrada em operação das linhas de transmissão ocorra em julho de 2010. Até 31 de dezembro de 2009, investimos R\$76,7 milhões nesse projeto.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia elétrica de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia elétrica a pequenos consumidores industriais nos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, registramos despesas no total de R\$756 milhões relacionadas aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “– O Setor Elétrico Brasileiro”.

De 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2009, investimos aproximadamente R\$851 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

As tabelas a seguir fornecem determinadas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição (excetuando-se a Light), nas datas indicadas:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Tensão da Rede de Distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	6.897,2	6.824,5	6.756,8
69 kV	2.817,9	2.817,7	2.802,4
34,5 kV + Outras	593,4	600,2	600,2
Total	10.342,7	10.276,6	10.193,6

Tipo de Rede de Distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e Baixa Tensões (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Redes de distribuição urbanas aéreas	55.608,2	53.685,9	53.064,8
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	426,9	426,9	257,9
Redes de distribuição rurais aéreas.....	219.557,5	217.366,8	210.014,4
Total	275.592,6	271.479,6	263.337,1

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de Subestações de Distribuição		
	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Número de subestações	360	360	358
MVA	8.250	8.160	8.145

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Os dados físicos referentes ao Programa de Investimento em Controle e Administração, ou PROOBRA, foram calculados por meio de estimativas baseadas na rede existente. Em 2003, passamos a efetuar este cálculo por meio da soma da extensão linear da rede de média-tensão e da rede de baixa-tensão disponível no sistema GEMINI, com contagem em dobro (em relação ao critério anterior) caso existam redes conjuntas de média e baixa tensão. O sistema GEMINI é o gerenciador da rede de distribuição da CEMIG. Com a inclusão e início dos módulos de Operação, Projetos, Registro de Clientes e Planejamento, todos os ativos de distribuição estão sendo atualmente administrados pelo sistema GEMINI, constituindo no presente a fonte de informações utilizada pela ANEEL para coleta dos dados referentes a ativos para a realização das revisões tarifárias.

Como consequência, as estatísticas sobre extensão de redes, número de transformadores, iluminação pública e quantidade de postes de transmissão são atualmente fornecidas pelo sistema georreferenciado GEMINI. Acreditamos que este procedimento resultou em dados mais precisos, redução de erros de avaliação de ativos fixos e aumento da confiabilidade.

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, haverá um aumento de, aproximadamente, 913.000 novos consumidores urbanos e 122.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 225.000 postes de rede de distribuição de média tensão, 980 milhas de linhas de transmissão e 26 subestações abaixadoras, adicionando 580 MVA à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 705 MVA, incluindo reforços. Projetos em andamento para desenvolvimento de nossa capacidade de distribuição incluem os seguintes:

Luz para Todos – Adotamos um programa de desenvolvimento de energia elétrica rural, denominado programa Luz para Todos, patrocinado pelo Governo Federal e pelo Governo do Estado de Minas Gerais. Pretendemos utilizar o programa para atingir nossa meta de fornecimento de energia elétrica a 100% dos consumidores rurais no Estado de Minas Gerais. A primeira fase do programa Luz para Todos forneceu energia a 190.000 residências rurais adicionais no Estado de Minas Gerais e demandou um total de investimentos de aproximadamente R\$1,7 bilhão, dos quais a CEMIG investiu R\$1,05 bilhão. Essa primeira etapa incluiu o subprograma Luz no Saber, que utiliza energia solar para fornecer energia elétrica a escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não conectados à rede de distribuição. Em 2009, o Governo Federal, o Governo Estadual e a concessionária da CEMIG lançaram a segunda e a terceira fases do programa com data de conclusão em 31 de dezembro de 2010. Um investimento total de R\$1.13 bilhão foi estimado para essas fases do

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

programa, dos quais a CEMIG é responsável por aproximadamente R\$373,4 milhões. Esse programa fornecerá energia elétrica para mais de 94,9 mil consumidores rurais. Portanto, celebramos dois Contratos de Engenharia e Compra (EPC), para a implementação da segunda fase do programa Luz para Todos. Um dos contratos, celebrado por e entre a Cemig Distribuição e o Consórcio Iluminas (composto pela Construtora Andrade Gutierrez S/A, Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. e Construtora Barbosa Mello S/A), em 6 de julho de 2009, tem validade de 22 meses e envolve o valor total de R\$226 milhões. O contrato celebrado por e entre a Cemig Distribuição e o Consórcio OSEC/QG/CAMTER (composto pela Odebrecht Serviços de Engenharia e Construção S/A, Construtora Queiroz Galvão S/A e CAMTER Construções e Empreendimentos S/A) em 3 de julho, prevê o valor total de R\$198 milhões e também tem validade de 22 meses. No término do programa Luz para Todos, cujo prazo é 31 de dezembro de 2010, esperamos atender 285 mil novos clientes, beneficiando uma população de aproximadamente 1,5 milhão de habitantes.

Projeto Noroeste — Planejado em 2003 e 2004, lançamos o Projeto Noroeste em 2004 com o objetivo de adicionar 150 MVA de capacidade instalada para nosso sistema de distribuição na região noroeste do Estado de Minas Gerais, aumentando a capacidade de distribuição disponível total para 300 MVA. Pretendemos fornecer energia elétrica à região para substituir o diesel tradicionalmente utilizado por produtores rurais, a fim de contribuir para o crescimento local de forma sustentável. O custo do projeto está estimado em R\$154 milhões, dos quais financiamos R\$133 milhões até a presente data.

Cresce Minas – O projeto Cresce Minas foi lançado em 2007 para revitalizar e expandir o sistema de distribuição na região norte do Estado de Minas Gerais, melhorando a confiabilidade do sistema e aumentando a qualidade do serviço para os consumidores. Espera-se que o projeto beneficie aproximadamente 340 municípios (41% do total) do Estado de Minas Gerais, englobando uma população total de aproximadamente 4,1 milhões, dos quais aproximadamente 1,1 milhão são consumidores. Em 2009, a CEMIG investiu R\$65.5 milhões em gastos de capital próprio exclusivamente para fortalecer o sistema de distribuição de média-tensão, de um total de R\$279,4 milhões, estimado, sendo que se espera que o saldo deste seja investido em projetos na modalidade *turn-key* em 2010. A CEMIG também investiu R\$153 milhões em 2009 para fortalecer o sistema de subtransmissão. Nos próximos dois anos, esperamos investir um total de R\$169 milhões em nossos sistemas de subtransmissão e transmissão.

Aquisição de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, compramos 8.888,51 GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 31,84% da energia elétrica por nós vendida a consumidores finais e 551,69 GWh (1,98%) da energia elétrica do Proinfa. Além da energia elétrica adquirida de Itaipu e Proinfa, temos basicamente dois outros tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 57,38% da energia elétrica adquirida para revenda durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 6,47% da energia elétrica adquirida em 2009.

Itaipu – Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobras, *holding* controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia elétrica gerada por Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que cabe ao Brasil. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado nas vendas de energia elétrica totais. No exercício findo em 31 de dezembro de 2009, fomos obrigados, pela Lei nº 5.899/1973, a comprar aproximadamente 13,52% da totalidade do volume de energia elétrica comprada pelo Brasil de Itaipu, a tarifas fixadas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema elétrico interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar dos Estados Unidos/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

No segundo semestre de 2007, a ANEEL definiu uma redução no volume de energia a ser comprado por algumas distribuidoras da Itaipu. Em janeiro de 2008, o valor de energia comprada de Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia elétrica foi revisado e realocado com base no consumo real dessas companhias em 2004. Com base nessa revisão, a ANEEL determinou a quantidade de energia que cada distribuidora deverá comprar de Itaipu por ano até 2015. A ANEEL alocará o volume de energia elétrica para cada distribuidora a cada período de cinco anos, de forma que as alocações serão revistas anualmente para que as companhias possam indicar suas exigências em termos de energia que serão supridas por outras fontes que não Itaipu.

Contratos Provenientes dos Leilões – Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias e preços, relativos aos CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG em leilões em 2009. Esta tabela também inclui os contratos executados anteriormente a 2009, mas ainda em vigor em tal ano. Vide: “— O Setor Elétrico Brasileiro” para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do contrato
57,51	530,17	2005 a 2012
67,33	919,14	2006 a 2013
83,13	105,47	2008 a 2015
106,95	4,47	2008 a 2037
132,27	35,31	2008 a 2022
145,77	140,52	2009 a 2009
114,28	3,16	2009 a 2038
126,77	60,41	2009 a 2038
129,26	40,36	2009 a 2023
132,39	31,02	2009 a 2023
115,05	91,77	2010 a 2039
134,99	20,12	2010 a 2039
121,81	88,98	2010 a 2024
138,85	61,23	2010 a 2024
134,67	431,17	2010 a 2024
120,86	24,71	2011 a 2040
137,44	23,24	2011 a 2025
128,42	63,89	2011 a 2025
129,14	56,57	2012 a 2041
128,37	126,34	2012 a 2026
78,87	122,83	2012 a 2041

Contratos Bilaterais – A Cemig Distribuição celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, não podendo ser renovados. Durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2009, a Cemig Distribuição adquiriu 1.806 GWh em relação a estes contratos, o que representou 6,63% da energia elétrica total requerida pela Cemig Distribuição durante 2009.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

A Gasmig, foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de aproximadamente 55% na Gasmig e a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro – Petrobras Gás S.A. detém 40% da Gasmig. A participação remanescente é detida pela Minas Gerais Participações Ltda., ou MGI, um órgão de investimentos do Governo Estadual, e pelo governo da cidade de Belo Horizonte.

Em janeiro de 1993, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos para a distribuição de gás natural abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e os respectivos consumidores desse Estado. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa, mais eficiente economicamente e não agressora do meio ambiente, ao petróleo, gás liquefeito de petróleo, ou GLP, e madeira. Em 2009, a Gasmig forneceu aproximadamente 1,5 milhão de metros cúbicos de gás natural por dia a 276

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

consumidores: 175 clientes industriais e comerciais, 93 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, duas termelétricas e seis distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC. A Gasmig forneceu 0,2 milhão de metros cúbicos de gás por dia para usinas termelétricas e 1,3 milhão de metros cúbicos para consumidores do varejo. Além de servir o mercado convencional e as usinas termelétricas, a Gasmig também forneceu gás liquefeito de petróleo, ou GLP, re-gaseificado para oito clientes. Em 2009, a Gasmig distribuiu aproximadamente 4,1% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

A Gaspetro adquiriu sua participação acionária de 40% na Gasmig nos termos de um Acordo de Associação datado de 25 de agosto de 2004, entre a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras. Nos termos do Acordo de Associação, a Petrobras comprometeu-se a efetuar investimentos para expansão da capacidade dos atuais gasodutos conectados à rede de distribuição da Gasmig e para construir novos gasodutos, tendo a CEMIG e a Gaspetro se comprometido a custear o plano de gastos de capital da Gasmig para expansão de sua rede de distribuição.

A operação foi implementada em 15 de dezembro de 2004, quando a Petrobras, por intermédio de suas subsidiárias Gaspetro e TSS, concluiu a aquisição de participação societária de 40% na Gasmig. Em 26 de julho de 2006, a TSS foi incorporada pela Gasmig. Como condição para tal investimento, a Petrobras e a CEMIG celebraram um Acordo de Acionistas por meio do qual a CEMIG, a Petrobras e suas subsidiárias passaram a compartilhar a administração da Gasmig. Em 15 de dezembro de 2004, a GASMIG celebrou um contrato de fornecimento adicional com a Petrobras que garante um aumento gradual de fornecimento de até 5,1 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, além dos 3,5 milhões de metros cúbicos por dia já previamente contratados. Este contrato de fornecimento adicional destina-se ao fornecimento de gás natural para as regiões do Vale do Aço e do sul de Minas Gerais, e também para a expansão do serviço para as regiões da Grande Belo Horizonte, a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e Campos das Vertentes (região histórica), nos mercados industrial, comercial, automobilístico e residencial. O contrato de fornecimento adicional tem prazo de 20 anos, e esperamos que o fornecimento comercial relativo ao contrato se inicie no segundo semestre de 2010, com base na demanda de mercado. Nos termos deste contrato, o preço será determinado com base no preço internacional do petróleo, no mercado de Nova York.

Esperamos que a associação com a Petrobras promova a expansão da capacidade de distribuição da Gasmig, tendo em vista que esperamos que nossa capacidade de fornecer gás natural a nossos clientes aumente significativamente com a implementação dos investimentos da Petrobras em gasodutos. Prevemos que os gastos de capital da Gasmig para 2010 e 2011 serão utilizados principalmente para expansão de nossa rede de distribuição em regiões altamente industrializadas de Minas Gerais e no segmento residencial. A Gasmig já iniciou as ampliações necessárias para atender as regiões do Vale do Aço e a região sul do Estado de Minas Gerais.

Não contabilizamos nossa participação na Gasmig como investimento consolidado em nossas demonstrações financeiras em conformidade com a Força Tarefa para Questões Emergentes, ou FTQE, nº 96-16, “Contabilidade do Investidor para a Investida caso o Investidor Detenha a Maioria do Direito de Voto, mas o Acionista ou Acionistas Minoritários Detenham Certos Direitos de Aprovação ou Veto”. Consideramos também a Declaração do FASB Nº 46R (“FIN 46R”), “Consolidação das Entidades de Participação Variável” e a Atualização Contábil do FASB Nº 2009-17 (“ASU 2009-17”), “Melhorias no Fornecimento de Informações Financeiras por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Variável” (originalmente emitido como a Declaração do FASB Nº 167, Aditamentos à Declaração do FASB Nº 46R). Consolidamos as receitas e despesas da Gasmig durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2004 e 15 de dezembro de 2004, data da venda à Petrobras, da nossa participação societária de 40,00% na Gasmig.

Com exceção do GLP fornecido para a Gasmig por uma *joint-venture* entre Petrobras e White Martins Industriais Ltda., ou White Martins, a Gasmig adquire a totalidade de suas necessidades de gás natural da Petrobras e tal gás natural é fornecido principalmente pelas próprias reservas da Petrobras. Nossa relação com a Petrobras é regida por dois contratos de longo prazo, que expiram em 2020 e 2028. O preço cobrado pela Gasmig de seus consumidores é baseado no preço cobrado pela Petrobras, acrescido de uma margem. Portanto, todos os aumentos de custos na compra de gás natural da Gasmig são repassados a seus consumidores por meio de aumentos de tarifas.

Minas Gerais respondeu por aproximadamente 4,1% do consumo total de gás natural do Brasil em 2009. Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente no Estado. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 3,6 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2012, volume superior ao suprimento disponível por nós estimado. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seus sistemas de distribuição de gás natural para atender consumidores de outras áreas de Minas Gerais,

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

principalmente áreas densamente industrializadas. Em 2006, a Gasmig começou a fornecer gás para três companhias industriais e duas estações distribuidoras de GNV no varejo na região do Vale do Aço, concluindo, desta maneira, a primeira fase do serviço para aquela região do Estado de Minas Gerais. O volume médio de gás natural distribuído na primeira fase foi de, aproximadamente, 200.000 metros cúbicos por dia. A Gasmig adiantou a data de início, para agosto de 2006, fornecendo serviços para a região sul do Estado de Minas Gerais, por meio da re-gaseificação do GLP contratado com a Gáslocal, uma *joint-venture* da Petrobras e White Martins.

Em 2009, a Gasmig apresentou receita bruta de aproximadamente R\$557 milhões e receita líquida depois de impostos de aproximadamente R\$77 milhões. Reconhecemos R\$42 milhões como receitas advindas da Gasmig em 2009.

Em 2009, a Gasmig investiu aproximadamente R\$427 milhões na expansão de sua rede de gasodutos com o fim de atender mais clientes no Estado de Minas Gerais. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e reinvestimento dos dividendos pagáveis à CEMIG. Não houve alterações na estrutura acionária da Gasmig. Atualmente, o gasoduto que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) opera a plena capacidade, sendo necessário investimento adicional por parte do Governo Federal para a expansão de sua capacidade ou para a construção de novo gasoduto para atender a crescente demanda antecipada de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Exploração e Produção de Petróleo Cru e Gás Natural

Em 18 de dezembro de 2008, a CEMIG e seus sócios, Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais – Codemig (“Codemig”), Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás S.A. (“Comp”), Sipe Agropastoril Ltda. (“Sipe”) e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (“Orteng”) participou da 10ª Rodada de Leilões do Brasil realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biodiesel, ou ANP, e celebraram contratos de concessão referentes a quatro blocos de exploração (SF-T-104, SF-T-114, SF-T-120 e SF-T-127) na Bacia do São Francisco, um bloco (POT-T-603) na Bacia Potiguar, e um bloco (REC-T-163) na Bacia do Recôncavo Baiano. Em 30 de junho de 2009, o consócio formado pela CEMIG, Codemig, Comp, Sipe, and Orteng celebrou contratos de concessão referentes aos blocos SF-T-120, SF-T-127 and POT-T-603. A participação da CEMIG e Codemig é de 24,5% cada uma. A participação total da Comp, Sipe e Orteng é de 51%, mas a participação individual dessas três sociedades varia dependendo de cada bloco. Em um futuro próximo, a CEMIG, Codemig e Imetame Energia S.A. (atualmente denominada Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás S.A.) formarão consórcios responsáveis pelos contratos de concessão relativos aos blocos SF-T-104, SF-T-114 e REC-T-163. Os três consórcios terão a mesma composição: CEMIG – 24,5%, Codemig – 24,5% e Imetame – 51%. O investimento estimado da CEMIG não deverá exceder R\$30 milhões na fase de exploração.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, a Empresa de Infovias S.A., atualmente denominada Cemig Telecomunicações S.A., foi constituída em Minas Gerais, Brasil, sob a forma de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 99,9% de participação no capital da Cemig Telecomunicações S.A., a qual dispõe de um tronco de cabos de fibras ópticas para telecomunicações de longa distância, instalado ao longo de nossa rede elétrica que utiliza cabos de fibra óptica subterrâneos. Esse tronco de cabos de tele-comunicação está conectado a uma rede de acesso baseada em tecnologia de cabo de fibra híbrida-coaxial, estando posicionado ao longo de nossa rede elétrica. De acordo com a legislação de telecomunicações brasileira, também colocamos nossa infraestrutura de rede à disposição de outras prestadoras de serviços de telecomunicações interessadas em arrendá-la.

A Cemig Telecomunicações S.A. iniciou suas operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela CEMIG Telecomunicações S.A. por meio de sua rede são o transporte e acesso de sinal, ambos para aplicações ponto-a-ponto e ponto-a-multiponto, prestados principalmente a operadoras de telecomunicações e provedores de serviços de Internet com base em canal exclusivo. A Cemig Telecomunicações S.A. também está ampliando seus serviços de Internet de banda larga, atualmente disponível nas cidades de Belo Horizonte, Poços de Caldas, Barbacena, Contagem, Sete Lagoas, Ipatinga e Uberaba, para outras cidades de Minas Gerais.

A Cemig Telecomunicações S.A. presta serviço de rede de televisão a cabo em 12 cidades de Minas Gerais, de acordo com contrato de prestação de serviços de 15 anos, cujo término ocorrerá em 31 de dezembro de 2015, celebrado com a WAY TV Belo Horizonte S.A., ou OITV, e a Brasil Telecomunicações S.A., cada qual detentora

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

de concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em determinadas cidades de Minas Gerais, por meio do qual a Cemig Telecomunicações S.A. permite a estas companhias utilizar sua infraestrutura de rede. Em contrapartida, a Brasil Telecomunicações está obrigada a entregar à Cemig Telecomunicações S.A. porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet e a OITV realiza pagamento por cada quilômetro de rede utilizada por ela.

A Cemig Telecomunicações S.A. também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa de acordo com contrato de cinco anos assinado em 2001 e renovado em outubro de 2007. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes.

Nos termos da autorização emitida em 2009 pela Agência Nacional de Telecomunicações (“ANATEL”), a Cemig Telecomunicações S.A. teve permissão para promover o serviço telefônico fixo comutado (“STFC”) nas modalidades longa distância local e nacional.

Em 2009, a receita bruta da Cemig Telecomunicações S.A. foi de R\$119,0 milhões e lucro líquido foi de R\$28 milhões.

Os gastos de capital da Cemig Telecomunicações S.A. nos últimos cinco anos foram de R\$118,2 milhões e os gastos de capital em 2010 serão utilizados principalmente para a expansão de sua rede de telecomunicações.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria aos governos e companhias de utilidade pública do setor elétrico com a finalidade de auferir receitas adicionais a partir da tecnologia e *expertise* por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos dez anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, El Salvador, e ao governo do Panamá.

Em 9 de janeiro de 2002, constituímos a Efficientia S.A., ou Efficientia, em Minas Gerais, para a prestação de serviços de soluções de otimização e eficiência de projetos e serviços de operação e administração das usinas de fornecimento de energia. Detemos participação de 100% na Efficientia, que iniciou suas operações em 2003. A Efficientia vem aumentando sua participação no mercado brasileiro de serviços especializados de consultoria e suas receitas a cada ano, desde sua entrada em operação. Tais serviços incluem consultoria especializada nas áreas de eficiência, soluções em energia, redução de perdas não técnicas em outras detentoras de concessão de serviços de distribuição e prestação de serviços de manutenção preventiva.

Em 2009, a Efficientia registrou um lucro líquido de R\$5,3 milhões. A receita bruta da Efficientia em 2009 totalizou R\$11,6 milhões, um crescimento de 8,8% em relação a 2008. Esse aumento na receita bruta foi acompanhado de custos operacionais de R\$4,3 milhões, um aumento de aproximadamente 31% em relação a 2008. Os destaques dos projetos de consultoria da Efficientia em 2009 incluem a implementação de uma usina de co-geração que utiliza gás residual das operações das instalações metalúrgicas e soluções para economia de energia elétrica em duas instalações. Adicionalmente, a Efficientia celebrou contratos para implementar duas novas usinas de co-geração e para substituir as lâmpadas incandescentes dos semáforos em Belo Horizonte por lâmpadas de LED. Os projetos de consultoria também incluíram a ligação de três usinas de co-geração com a rede da Cemig Distribuição, a qual permitirá a injeção do excedente de energia gerada pela Ituiutaba Bioenergia, Usina Monte Alegre e Usina Cerradão (companhias de açúcar e álcool) na rede da Cemig Distribuição. A usina gera energia 100% limpa e renovável.

Em parceria com a Concert Technologies S.A. (“Concert”), Nansen S.A. Instrumentos de Precisão (“Nansen”), Leme Engenharia Ltda. (“Leme”) e FIR Capital Partners Ltda. (“FIR”), criamos a Focus Soluções Tecnológicas S.A. em 27 de agosto de 2007, cuja denominação social foi alterada em 2008 para Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (“Axxiom”), para oferecer soluções em tecnologia e sistemas para a gestão operacional dos titulares de concessão de serviços públicos, incluindo energia elétrica, gás, água e saneamento básico, bem como outros serviços públicos. Detemos participação de 49% na Axxiom, que começou a operar no segundo trimestre de 2008. Em 2009, a Axxiom registrou prejuízos de R\$ 1,2 milhão. Em 11 de junho de 2010, a CEMIG assinou, como interveniente, o instrumento particular de cessão onerosa de ações e outras avenças entre a Light e as empresas Concert, Leme, Nansen and FIR (“o Grupo Controlador”), para aquisição de 51% de participação acionária na Axxiom.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Adicionalmente, o Centro de Gestão Estratégica de Tecnologia (ou CGET), foi criado em 2005, como uma entidade sem fins lucrativos cujos objetivos incluem: estudos e pesquisa, desenvolvimento de tecnologias alternativas, produção de informações e conhecimento técnico e científico, incentivo para a adoção de medidas de desenvolvimento industrial, planos e programas, projetos para pesquisa e incorporação de inovações tecnológicas desenvolvidas ou adaptadas e implementação de centros de excelência e instituições para o desenvolvimento de estudos e prestação de serviços tecnológicos.

Perdas de Energia

Reconhecemos perdas de energia relacionadas às nossas operações na rede básica nacional, operada pelo ONS, aqui referida como Rede Básica. Estas perdas de energia são divididas em perdas “técnicas” e “não-técnicas”.

O nível de perdas totais da Cemig Distribuição no ano de 2009 representou o montante de 5.609 GWh, em comparação aos 5.790 GWh em 2008. Desse total em 2009, 411 GWh estavam relacionados a perdas relativas a operações na Rede Básica atribuídas à CEMIG pelo ONS. Os 5.198 GWh restantes referem-se a perdas tanto técnicas quanto não-técnicas ocorridas no sistema local de distribuição da Cemig Distribuição, e representam 11,6% da energia total de 44.938 GWh que transitou pelos sistemas locais.

As perdas técnicas respondem por aproximadamente 80% de nossas perdas de energia na rede de distribuição local em 2009. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação do nível de tensão e transporte de energia elétrica. Procuramos minimizar perdas técnicas por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares da qualidade de nossa distribuição de energia elétrica e de nossas instalações. Nossos sistemas de transmissão e distribuição são rotineiramente atualizados e ampliados visando a manter padrões de qualidade e credibilidade, reduzindo, conseqüentemente, as perdas técnicas. Ademais, operamos nossos sistemas de transmissão e distribuição em certos níveis específicos de tensão a fim de minimizar perdas.

As perdas técnicas não são comparáveis. Trechos mais longos de distribuição (por exemplo, área rural) naturalmente têm as perdas técnicas maiores.

As perdas não-técnicas responderam pelos, aproximadamente, 20% restantes de nossas perdas de energia em 2009 na rede de tensão, sendo ocasionados por fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. A fim de minimizar as perdas não-técnicas, regularmente tomamos medidas preventivas, inclusive: inspeção dos medidores e conexões dos consumidores, modernização dos sistemas de medição, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, padronização dos procedimentos de instalação e inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade, atualização do banco de dados dos consumidores e desenvolvimento de rede de distribuição protegida contra roubo.

Ademais, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar na detecção e medição de perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

As perdas não-técnicas são parcialmente comparáveis entre companhias de energia, uma vez que indicam as ineficiências do setor e as complexidades sociais na área de concessão. No final de 2009, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig Distribuição, DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, em horas por ano, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor foram de 14,09 e 6,75, respectivamente, em comparação com 13,65 e 6,53 em 2008.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

Nossos clientes do negócio de distribuição e geração de energia elétrica, que estão localizados dentro de nossa área de concessão em Minas Gerais e fora do Estado, são classificados em cinco categorias principais: industriais (que incluem atividades de mineração, manufatura e transformação), residenciais, comerciais (que incluem companhias de prestação de serviços, universidades e hospitais), rurais, e outros (que incluem entidades governamentais e públicas). Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, vendemos 39.651 GWh de energia elétrica, incluindo a energia elétrica vendida pela Cemig Distribuição, pela Cemig Geração e Transmissão e pelas afiliadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Com relação a 2009, em comparação com 2008, o volume de energia elétrica vendida aos consumidores residenciais e comerciais aumentou em 8,5% e 5,7%, respectivamente, e o volume de energia elétrica vendida a consumidores rurais diminuiu em 3,8%. A outra categoria de consumidores aumentou 1,3% (com exclusão de fornecimento no atacado). O consumo industrial diminuiu 15,6% de 2008 para 2009. A tabela a seguir apresenta informações relativas ao número de nossos consumidores em 31 de dezembro de 2009, bem como ao consumo por categoria de consumidor, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007:

Categoria de cliente	Número de clientes em 31 de dezembro de 2009	Consumo (GWh)		
		Exercícios findos em 31 de dezembro de		
		2009	2008	2007
Industrial.....	75.180 ⁽¹⁾	22.113 ⁽²⁾	26.198 ⁽²⁾	24.183 ⁽²⁾
Residencial	5.601.926	7.774	7.164	6.813
Comercial	596.290	4.674	4.423	4.111
Rural	490.140	2.208	2.296	2.200
Consumo próprio.....	824 ⁽³⁾	35	35	34
Outros	68.168 ⁽⁴⁾	2.846	2.810	2.738
Total	6.832.528	39.651	42.926	40.079

(1) Inclui companhias subsidiárias e afiliadas.

(2) A categoria dos consumidores industriais inclui o consumo pela Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão, Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Horizontes Energia S.A., Cemig PCH S.A., Usina Termelétrica Barreiro S.A. e PCH Cachoeirão.

(3) Refere-se ao número de usinas, instalações e escritórios de nossa companhia que utilizam nossa energia, sendo cada qual considerado um cliente de acordo com a regulamentação da ANEEL.

(4) Não inclui o consumo referente ao fornecimento a outras concessionárias.

Em 2009, adicionamos e faturamos 230.267 novos consumidores finais, representando um crescimento de 3,5% em comparação com 2008, decorrente da expansão de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

Uma parcela considerável de nossa energia é vendida para consumidores industriais de grande porte. Em 2009, 165 clientes de média e alta tensões consumiram 16.227 GWh, ou 41,9% da eletricidade total que nós fornecemos durante todo o ano. Esses clientes representaram 17,2% de nossas receitas com vendas de fornecimento de energia em 2009. Nossos contratos de compra de energia celebrados com consumidores industriais possuem em média período de vigência de três a oito anos (sendo que alguns contratos podem apresentar período de vigência de dez a vinte anos) e contêm cláusula de “pegar ou pagar” (“*take or pay*”) referente à energia e uma cláusula de demanda mínima que exige que o consumidor pague pelo menos pela demanda contratada, o que representa a capacidade do sistema reservada para o referido consumidor, assim como um volume significativo da energia contratada (“*take*”). Acreditamos que este método de faturamento nos proporciona uma fonte relativamente estável de receitas.

A tabela a seguir apresenta nossos volumes de vendas de energia elétrica industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2009:

Consumidores industriais (1)	Energia vendida Volume em GWh	Consumo como uma porcentagem da energia industrial total Vendida - Volume
Siderurgia.....	5.974	27%
Ferro-liga	3.979	18%
Setor químico.....	1.801	8%
Setor de metais não-ferrosos	1.072	5%
Mineração	1.930	9%
Alimentação.....	1.505	7%
Cimento.....	946	4%
Outros.....	4.906	22%
Total	22.113	100%

(1) A categoria de consumidor industrial inclui o consumo pela Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão, Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Horizontes Energia S.A., Cemig PCH S.A., Usina Termelétrica Barreiro S.A. e PCH Cachoeirão.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A tabela a seguir apresenta os nomes e correspondentes setores de atuação de nossos dez maiores clientes em 2009:

Dez maiores clientes (relacionados por ordem de energia total faturada de nós em 2009)	Indústria
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.- USIMINAS (Cubatão - SP)	Siderurgia
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.- USIMINAS (Ipatinga - MG)	Siderurgia
ArcelorMittal Brasil S.A.	Siderurgia
ArcelorMittal Inox Brasil S.A.	Siderurgia
Gerdau Açominas S.A.	Siderurgia
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio - CBCC	Ferro-ligas
Ligas de Alumínio S.A.- LIASA	Ferro-ligas
Italmagnésio Nordeste S.A.	Ferro-ligas
Rima Industrial S.A.	Ferro-ligas
Companhia Ferroligas Minas Gerais - MINASLIGAS	Ferro-ligas

Como resultado de nossa estratégia de oferta de soluções diferenciadas de acordo com a demanda por energia elétrica por parte dos Consumidores Livres, principalmente em decorrência da redução das atividades industriais devido à crise financeira internacional, a Cemig Geração e Transmissão negociou reduções temporárias nos volumes contratados em 2009, e esses mesmos volumes foram revendidos no Mercado Regulado. Essa ação evitou perdas financeiras para os Consumidores Livres, os quais estão sujeitos à liquidação de qualquer energia elétrica excedente no mercado a preços inferiores àqueles contratados, gerando, dessa forma, receitas adicionais para a CEMIG e também forneceu receita extra para a Cemig Geração e Transmissão uma vez que o preço de venda no Mercado Regulado foi mais alto que o preço original, cujo valor foi temporariamente reduzido.

Em 2008, celebramos dois grupos de contratos relevantes com Consumidores Livres de grande porte. O primeiro grupo de contratos foi celebrado com o Grupo Votorantim, por meio do qual forneceremos diferentes volumes de energia, da média atual de 145 MW até a média de 670 MW em alguns anos. O valor total desse grupo de contratos equivale a aproximadamente R\$10,5 bilhões, com vencimento em 2028. Esses contratos deverão gerar receitas à CEMIG de aproximadamente R\$500 milhões ao ano, com vencimento em 2028. O segundo grupo de contratos foi celebrado em 26 de maio de 2008 com o Grupo ArcelorMittal, para o fornecimento de uma média de até 313,5 MW (duas vezes o volume que fornecemos atualmente ao Grupo ArcelorMittal). O valor total desse segundo grupo de contratos equivale a aproximadamente R\$4,4 bilhões, com vencimento em 2020. Esses contratos deverão gerar receitas à CEMIG de aproximadamente R\$360 milhões ao ano, com vencimento em 2020.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição de energia elétrica variam segundo o nível de tensão. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são geralmente faturados em até cinco dias após a leitura de seus medidores. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem energia elétrica de média tensão (aproximadamente 11.000 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas) são faturados em até um ou dois dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura.

Nossos clientes restantes são faturados no prazo de cinco dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a partir da entrega da fatura, ou 10 dias a contar de entrega da fatura, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Sazonalidade

Nossas vendas de energia elétrica são afetadas pela sazonalidade. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no último trimestre do exercício social devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural está normalmente associada ao ciclo pluviométrico e também ao fato de que, no período seco entre os meses de maio a novembro, é intensificado com o uso de energia para irrigação nas lavouras. Certos dados representativos do consumo fiscal trimestral por parte de consumidores finais de 2007 a 2009, em GWh, são apresentados abaixo:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2007 ^{(1) (2)}	9.337	10.016	10.238	10.488
2008 ^{(1) (2)}	9.948	10.438	11.312	11.228
2009 ^{(1) (2)}	9.754	9.711	9.940	10.246

(1) Inclui consumo pela Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão, Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Usina Térmica Barreiro S.A., Cemig PCH S.A. e Horizontes Energia S.A.

(2) Não inclui fornecimento a outras concessionárias.

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

Possuíamos 167 contratos com Consumidores Livres em 31 de dezembro de 2009. Destes contratos, 18 são contratos celebrados com companhias localizadas fora da área de concessão da companhia de distribuição e representam 1.946 GWh de energia por ano. Esses contratos com Consumidores Livres têm prazo de duração de três a dezoito anos e representam o volume total de aproximadamente 17.384 GWh/ano.

A estratégia da CEMIG no Ambiente de Contratação Livre tem sido o de celebrar contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com nossos consumidores. Buscamos nos diferenciar no mercado consumidor por meio da qualidade de nossos serviços e no valor agregado da Cemig Geração e Transmissão. Este posicionamento, juntamente com uma estratégia de vendas que busca minimizar a exposição a preços de curto prazo e contratos com alto “*Take or Pay*”, traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade dos resultados da Companhia.

No final de 2009, éramos a maior vendedora de energia para consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre, com uma participação de 24% neste segmento em CCEE.

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de seu término. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal sem a necessidade de processo licitatório por prazos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido a padrões mínimos de desempenho e a proposta seja aceitável ao Governo Federal. Em 22 de setembro de 2004, solicitamos à ANEEL a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de junho de 2007, o Governo Federal aprovou a extensão das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir de 24 de julho de 2005. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à Cemig Geração e Transmissão.

É possível que vários de nossos clientes industriais de grande porte venham a se tornar APES de acordo com a Lei de Concessões com a finalidade de obter o direito de gerar energia elétrica para uso próprio. A outorga de certas concessões a nossos consumidores industriais de grande porte poderia afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Matérias-Primas

A água é a principal matéria-prima utilizada por nós na produção de energia, representando 97% do total de matérias-primas utilizadas. Nossa principal despesa com matérias-primas consiste na compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de energia elétrica. O consumo de óleo combustível no exercício findo em 31 de dezembro de 2009 representou uma despesa de R\$4 milhões. Vide “Item 4 – Informações Sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro – Encargos Regulatórios” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossas atividades de geração, transmissão e distribuição estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao Governo Federal, governos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. O Governo Federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, enquanto os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentações ambientais mais específicas e ainda mais severas. Um infrator das leis ambientais aplicáveis está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. As sanções administrativas podem incluir multas (de R\$50 a R\$ 50 milhões) e suspensão de atividades. As sanções criminais aplicáveis a pessoas jurídicas podem incluir multas e restrição de direitos enquanto, para indivíduos, podem incluir prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de sociedades que cometem crimes ambientais.

Nossos estudos de impactos ambientais são preparados por equipes multidisciplinares, que analisam os impactos ambientais de nossos projetos e propõem soluções para minimizar seus efeitos no meio ambiente. A lei brasileira aplicável exige a obtenção de licenças relacionadas à construção, instalação, expansão e operação de certos tipos de instalação.

Acreditamos estar em conformidade com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis, em seus aspectos relevantes.

Somos certificados pelo Sistema de Gestão Ambiental (SGA) em nossas operações em diversos municípios, nossos armazéns de depósito de materiais e logística.

No final de 2009, as seguintes usinas estavam certificadas pelo SGA: Camargos, Salto Grande, Volta Grande, Jaguará, Três Marias, Emborcação, e Igarapé – e as seguintes estavam certificadas nos termos da ISO 14001: São Simão, Miranda, Rosal, Irapé, Nova Ponte, e Itutinga. Juntas, estas usinas representam 5.767 MW da capacidade instalada da CEMIG, e fazem com que o percentual das usinas de geração da CEMIG que são certificadas seja de 86%.

Em conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas para prevenção e controle de danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Em 2009, investimos aproximadamente R\$27,7 milhões em projetos de atendimento à legislação ambiental com relação a plantas, equipamentos e implementação de novos projetos, e também incorremos em R\$60,7 milhões em despesas operacionais e de manutenção com relação às nossas atividades atuais, tais como descarte final de resíduos, implantação de sistemas de gestão ambiental, auditorias, plantio de matas ciliares, cultura de peixes, implantação de políticas relativas à poda de árvores e ao petróleo, programas de educação ambiental, manutenção de unidades de preservação, treinamento e outras atividades. Também investimos R\$2,2 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento ambientais desenvolvidos em conjunto com universidades e institutos de pesquisa.

Licenças ambientais

A legislação brasileira exige que sejam obtidas licenças para a construção, instalação, expansão e operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental ou polua ou tenha potencial para causar degradação ambiental ou poluição ou que danifique sítios arqueológicos. Geralmente, os governos estaduais administram o processo de concessão de licenças ambientais para instalações que poderão causar impactos somente em tal Estado. O Governo Federal é responsável pelo processo de concessão de licenças ambientais para instalações que possam representar impacto ambiental em mais de um Estado e/ou se situem em dois ou mais Estados.

A falha em obter uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar um empreendimento que cause um impacto ambiental significativo, como as usinas de energia operadas e em implementação pela CEMIG, está sujeita a sanções administrativas, tais como a suspensão das atividades e o pagamento de multa, variando de R\$ 500 a R\$ 10 milhões, bem como a sanções criminais, que incluem pagamento de multa, prisão para indivíduos e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

O Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais (“COPAM”), ou as Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais deverão ser renovadas periodicamente por períodos de quatro a oito anos, dependendo do tamanho e potencial de poluição do empreendimento.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Com o propósito de fiscalizar e preservar o patrimônio arqueológico anteriormente não protegido, a Deliberação nº 28, de 31 de janeiro de 2003, emitida pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, ou IPHAN, estabelece que renovações das licenças operacionais para usinas hidrelétricas estão sujeitas ao parecer favorável do IPHAN com relação a estudos arqueológicos na área de redução do reservatório, sendo que tais estudos deverão ser patrocinados pelo operador da usina.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a 1º de fevereiro de 1986, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986 exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163/41), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) e com a Fundação Estadual do Meio Ambiente (“FEAM”) de Minas Gerais, a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Acordamos com a FEAM que a regularização de nossas instalações localizadas em Minas Gerais ocorrerá de forma gradual. Não prevemos atualmente quaisquer custos ou compromissos relacionados a quaisquer recomendações que possam ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes.

Detemos, atualmente, licenças operacionais para as seguintes instalações: (i) usinas hidrelétricas: São Simão, Aimorés, Amador Aguiar I, Amador Aguiar II, Igarapava, Irapé, Itutinga, Miranda, Nova Ponte, Porto Estrela, Rosal, Funil, Queimado, Sá Carvalho e Baguari; (ii) pequenas centrais hidrelétricas: Joasal, Paciência, Gafanhoto, Pai Joaquim, Rio de Pedras, Santa Luzia, Salto dos Moraes, Poquim e Piçarrão; (iii) usinas termelétricas: Barreiro e Formoso; (iv) a usina eólica Morro do Camelinho e parque eólico Praias de Parajuru; e (v) o Sistema de Transmissão da Região Leste do Estado de Minas Gerais. Em 2009, a CEMIG obteve licenças operacionais para os Sistemas de Transmissão Regionais do Triângulo, Leste e do Sudeste. No entanto, deve-se observar que algumas dessas licenças não são atualmente válidas e dependem de um processo de renovação, como é o caso das licenças referentes às usinas de Aimorés, Irapé, Rosal e Pai Joaquim, enquanto outras deverão ser renovadas em 2010, como por exemplo, as licenças das usinas de Itutinga, Santa Luzia, Salto Moraes e Piçarrão.

Alguns dos processos de renovação das nossas licenças ambientais conduzidos pela agência ambiental do Estado de Minas Gerais dependem das decisões referentes às áreas de reserva florestal. Vide “- Reservas Florestais Legais”.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais também está sujeita a controle ambiental. Acreditamos que todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas. As licenças ambientais para operação da Rede de Distribuição de Gás Natural foram devidamente emitidas pela FEAM.

As licenças ambientais emitidas pelos órgãos estaduais e federais estão sujeitas a certas condicionantes impostas em razão de impactos ambientais previstos. Em circunstâncias extremas, a falha no cumprimento dessas condicionantes pode resultar na revogação da licença. Acreditamos estar de acordo com os requisitos mencionados

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

em nossas licenças. As licenças ambientais são obtidas sujeitas a requisitos condicionantes que devem ser atendidos durante o período de sua vigência. O descumprimento desses requisitos condicionantes pode resultar em penalidades administrativas, incluindo multas e o indeferimento da licença ambiental. A CEMIG tem cumprido com as demandas das condicionantes ambientais de suas licenças e periodicamente emite relatórios às autoridades regulatórias ambientais.

Reservas Florestais Legais

Segundo o artigo 1º, §2º, subitem III da Lei Federal nº 4.771, de 15 de setembro de 1965 (o Código Florestal), ou Lei Federal nº 4.771/65, uma Reserva Florestal Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural, que não seja qualquer área de preservação permanente, necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade ou abrigo ou proteção da fauna e flora nativas.

Em Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, a Lei Estadual nº 14.309, de 19 de julho de 2002, ou Lei Estadual nº 14.309/02, regulada pelo Decreto 43.710, de 8 de janeiro de 2004, que institui as Políticas Florestais e de Proteção da Biodiversidade, ratificou a obrigação contida no Código Florestal, exigindo a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural, como um instrumento para a proteção da biodiversidade e abrigo para a fauna e a flora no Estado.

Contudo, tanto a Lei Federal nº 4.771/65, quanto a Lei Estadual nº 14.309/02 são omissas em relação aos conceitos de propriedade ou posse rural. O conceito normativo de propriedades rurais encontrado na legislação federal brasileira está no “Estatuto da Terra”, instituído pela Lei Federal nº 4.504, de 30 de novembro de 1964, que em seu Artigo 4, inciso I, define um imóvel rural como “o prédio rústico, de área contínua, qualquer que seja a sua localização, que se destina à exploração extrativa agrícola, pecuária ou agro-industrial”.

Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas da CEMIG, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

No Estado de Minas Gerais, com o objetivo de decidir se a obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais é aplicável a empreendimentos do setor de energia elétrica, um parecer foi emitido pela Advocacia Geral do Estado de Minas Gerais, ou AGE, em 30 de Outubro de 2008, em resposta a uma consulta realizada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais, SEDE, apresentando a opinião que “o estabelecimento de Reserva Legal Florestal é obrigatório para empreendimentos do setor de energia elétrica, tanto para aqueles em construção quanto para os a serem realizados no futuro”.

Respalhada em diversos pareceres legais, a SEDE submeteu uma nova consulta à AGE, requerendo uma revisão do mencionado Parecer.

Concordando com a opinião expressa pela SEDE, a CEMIG apóia a visão de que ela não está obrigada a constituir Reserva Florestal Legal para seus empreendimentos, com base nos seguintes fundamentos:

1. Os empreendimentos do setor elétrico são atividades de utilidade pública, operando comercialmente sob concessão ou autorização federal, para a operação comercial de potencial hidrelétrico, transmissão e distribuição de energia elétrica, e certamente não são caracterizados como propriedade ou posse rural.
2. A aquisição de imóveis para a implementação dos empreendimentos ocorre em função da concessão ou autorização emitidas pelo poder concedente, por meio da ANEEL, como intermediária, e é realizada de forma temporária, ou seja, ao término da concessão ou autorização, os ativos são revertidos para o erário público.
3. Os impactos ambientais causados à biodiversidade para a implementação dos empreendimentos do setor de energia elétrica já foram amplamente compensados. Como exemplo de compensação ambiental especificado na legislação brasileira, que já se aplica ao setor, fazemos menção aos seguintes institutos: (I) a Compensação Ambiental especificada na Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000 (a Lei SNUC); (II) a Compensação Florestal pela supressão de vegetação ou intervenção em área de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

preservação permanente, especificada no §4º do artigo 4º da Lei Federal nº 4.771, de 15 de setembro de 1965 (incluído pela Medida Provisória 2166-67, de 2001); (III) a Compensação Ambiental pelo corte ou supressão do bioma da Mata Atlântica, nos termos da Lei Federal nº 11.458, de 22 de dezembro de 2006; e (IV) a Taxa Florestal para a remoção de vegetação para instalação dos empreendimentos, conforme especificada na Lei Estadual nº 4.747, de 9 de maio de 1968.

4. O princípio do *non bis in idem* não pode ser violado. Tal obrigação caracterizaria um encargo duplo imposto aos detentores de concessões.

A CEMIG submeteu seus argumentos à SEDE, apresentando os argumentos contrários à mencionada obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais.

Até o momento, a SEDE não respondeu ao pedido realizado pela CEMIG. Os resultados deste processo não podem ainda ser previstos.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000, e com o Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002, a ela correspondente, as companhias cujas atividades acarretam grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. Cada companhia deverá ter suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental competente, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio-ambiente como consequência de suas atividades.

O Decreto Federal nº 6.848/2009, promulgado em 14 de maio de 2009, e o Decreto nº 45.175 de 17 de setembro de 2009 do Estado de Minas Gerais regulam a metodologia para a definição de medidas compensatórias. Dessa forma, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O montante exato das medidas compensatórias será definido pela agência ambiental, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto.

Este Decreto Federal também indicou que a taxa de compensação é aplicável a projetos implementados anteriormente à emissão da nova legislação. Ainda não avaliamos os efeitos que tal legislação terá na CEMIG, mas a mesma poderá resultar em custos adicionais para a CEMIG.

Escadas para Peixes

Dentre outros programas ambientais, estamos operando e desenvolvendo o programa de Escadas para Peixes. As represas de cada uma de nossas hidrelétricas podem colocar em risco os peixes que habitam os reservatórios vizinhos. Para reduzir o impacto dessas instalações, peixes que passam por nossas represas serão redirecionados para escadas para peixes, de forma que possam passar com segurança. Atualmente, para as usinas de Salto Moraes, Igarapé, Funil, Baguari, Aimorés e Igarapava, as escadas de peixes já foram implantadas pela CEMIG e seus parceiros.

Não há decisão final por parte das autoridades ambientais com relação à obrigatoriedade de construir escadas para peixes nas usinas hidrelétricas da CEMIG; porém, existe a possibilidade de que decisões futuras por parte das autoridades ambientais, alterações na legislação ambiental, ou até mesmo novas informações obtidas em estudos atualmente em curso, podem levar à necessidade de construção de escadas para peixes em todas as usinas hidrelétricas da CEMIG, o que, por sua vez, pode gerar custos adicionais para as operações da CEMIG, que ainda não foram avaliados.

Gestão de Peixes

Tendo em vista sua política de conservação ambiental e desenvolvimento sustentável, a CEMIG realiza diversos procedimentos para mitigar acidentes envolvendo peixes em suas usinas hidrelétricas, tais como a utilização de sonar e contagem para detectar cardumes; monitoramento do oxigênio em solução; e utilização de equipes de mergulhadores profissionais para avaliação de cardumes durante atividades de maior risco ambiental, tais como partidas e paradas de turbinas. Adicionalmente, estamos desenvolvendo projetos de pesquisa em parceria com universidades para estudar as técnicas mais efetivas para controlar o impacto de nossas operações sobre os peixes.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Apesar desses esforços, dois incidentes ocorreram, um em 2006 e outro em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe em 2007 devido à falta de oxigenação, de acordo com o Instituto Estadual de Florestas e estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido ou estimado em 2006. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas nos aplicou duas multas, totalizando aproximadamente R\$5,5 milhões, o que atualmente corresponde a R\$7,7 milhões. Pagamos 50% das multas e o restante está sendo negociado com a autoridade ambiental para aplicação em projetos de pesquisa. Em 8 de abril de 2010, a CEMIG e a Procuradoria do Estado de Minas Gerais assinaram um Termo de Ajuste de Conduta (“TAC”), por R\$6,8 milhões em medidas compensatórias pela ocorrência de mortes de peixes, prevenção contra derramamento de óleo e melhorias ambientais na área afetada pela usina de Três Marias, na cidade de Três Marias em Minas Gerais.

Apesar do montante não constituir uma contingência material para nós, estamos implementando um projeto ambiental, denominado Peixe Vivo, na região afetada como forma de responder ao evento e reafirmar nosso compromisso com o desenvolvimento econômico e social das regiões onde operamos e onde nossos projetos estão localizados. Peixes nos canais de saída de diversas de nossas plantas estão sendo monitorados por biólogos especializados, com o intuito de se familiarizarem com a dinâmica das populações de peixes, os períodos de maior atividade durante o dia e as localizações de sua maior densidade. Com base nessas informações, técnicas mais eficientes podem ser desenvolvidas para controlar o impacto da operação das usinas sobre os peixes. A CEMIG gastou em 2009 R\$ 4,2 milhões para o desenvolvimento de projetos de pesquisa em conexão com o programa Peixe Vivo.

Em 2008, dois projetos de pesquisa foram contratados para realizar o monitoramento contínuo das densidades de peixes e condições ambientais em extensões estratégicas das bacias de drenagem influenciadas pelas usinas da CEMIG; estudo dos aspectos da biologia (reprodução, alimentação, distribuição, migração, etc.) das espécies de peixes mais afetadas pelos procedimentos de manutenção das unidades de geração; criação de bases de dados padronizadas para a informação gerada pelo o monitoramento das populações de peixes que será conduzido nas usinas da CEMIG; determinação de variações temporais e espaciais na quantidade de peixes no rio acima em relação às usinas e correlação com os fatores de fluxo de água e qualidade que podem influenciar seu comportamento, tornando possível a tomada de medidas para redução do risco de acidentes devido à entrada de peixes em tubos de sucção, e também facilitar a escolha adequada da localização de mecanismos de transposição de peixes.

A CEMIG possui operação hidrelétrica no Rio Pandeiros, no município de Januária, Estado de Minas Gerais, denominada Pequena Central Hidrelétrica de Pandeiros, em operação desde 1958, com capacidade instalada de geração de 4,2 MW. Devido às características ambientais do rio Pandeiros e à sua importância como um local para a reprodução dos peixes que vivem no Rio São Francisco, o Estado de Minas Gerais aprovou diversos itens de legislação em 1995 e nos anos subsequentes para a proteção do rio, o que afetou as operações regulares da usina de Pandeiros.

Em outubro de 2007, ao final de uma seca prolongada, vários peixes morreram em um lago associado ao Rio Pandeiros, 31 milhas rio abaixo em relação à usina de Pandeiros. Como a área é rio abaixo em relação à usina de Pandeiros, o Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais associou o problema com a operação da usina e, junto ao Ministério Público do Estado de Minas Gerais, impetrou ação judicial contra a CEMIG para fornecer explicações técnicas acerca do evento. De acordo com a Notificação do Instituto Estadual de Florestas nº 251016, de 18 de outubro de 2007, a usina de Pandeiros foi indiciada e suas operações foram interrompidas.

A CEMIG contratou especialistas que prepararam dois relatórios técnicos para avaliar a questão, sob os pontos de vista de fluxo de rio e populações de peixes, e enviou esses estudos ao Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais e ao Ministério Público para serem analisados. Ambos os relatórios concluíram que as mortes dos peixes resultaram de causas naturais devido à dinâmica natural do Rio Pandeiros, isentando a CEMIG de qualquer responsabilidade pelos eventos ocorridos. Apesar disto, a CEMIG celebrou um Termo de Compromisso (ou “TC”) com o Instituto Estadual de Florestas e com o Ministério Público. O TC estabelece diversas medidas que devem ser adotadas pela CEMIG, totalizando R\$8 milhões por 10 anos. Dentre as medidas estabelecidas no TC, há a gestão de uma Unidade de Conservação (ou “UC”) e a determinação de uma solução consensual para a ação impetrada pelo MP.

As operações na usina de Pandeiros ainda não foram retomadas, e a agência ambiental competente se recusou a fornecer licença ambiental corretiva para esta instalação em 19 de setembro de 2008.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Dutos de Gás – Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando áreas de passagem em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de que sejam causados acidentes, acarretando lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais potencialmente significativos. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa “Escave com Segurança”, vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, além das companhias que realizam escavações em áreas de passagem, para assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem suporte para a execução segura de sua obra.

Redes de Transmissão – Diversas áreas em relação às quais detemos direito de passagem em relação às nossas redes de transmissão são ocupadas por construções (edifícios, etc.) e habitações não autorizadas. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo os moradores do local, e constitui um obstáculo à manutenção de nosso sistema de energia elétrica. Faz-se necessário, dessa forma, solucionar esta situação nos próximos anos, seja por meio da remoção de alguns dos ocupantes, seja por meio da introdução de melhorias que possibilitem manter de forma segura e eficiente nosso sistema elétrico com estas ocupações intactas. Confrontados com os riscos associados a esta situação, planejamos duas abordagens para os próximos anos. A primeira é a elaboração de um relatório intitulado “Diagnóstico de áreas invadidas e sob risco de invasão, para fortalecimento de atividades de vistoria, incluindo realização de melhorias em locais classificados como apresentando alto risco de invasão”, para o qual a CEMIG está identificando as áreas com potencial para invasão e tomando possíveis decisões sobre as medidas e procedimentos com relação ao controle, monitoramento e vistoria dos trajetos de linha de transmissão nos quais haja alto risco de invasão. A segunda linha de ação envolve a evacuação de áreas já invadidas. A retirada dos moradores destas áreas envolve pagamento de indenizações, regularização de ligações de energia elétrica e a abertura de áreas para a construção de parques e ruas.

Áreas de Represas – Implementamos medidas de segurança para proteger as propriedades de nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando tanto postos de segurança fixos e unidades de patrulhamento móveis, quanto sistema de vigilância eletrônico, ou SVE, onde apropriado. As margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica possuem sinais indicando a propriedade e advertindo para a existência de sistemas de segurança. Invasores são detidos pelos patrulhamentos periódicos das unidades de patrulhamento móveis das encostas das represas. Quando invasores são detidos, boletins de ocorrência são lavrados, os quais são enviados para nosso departamento jurídico para revisão. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e ao número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens por construções não autorizadas. Entretanto, nos dedicamos a prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas.

O Mercado de Carbono

Acreditamos que o Brasil tem potencial significativo para gerar Créditos de Carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL. Todo ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas na redução da emissão de gás carbônico, por exemplo, através do Projeto de Emissão de Carbono.

Além disso, por meio da Efficientia, uma companhia prestadora de serviços por nós controlada, estamos desenvolvendo três projetos para o MDL, em regime de co-geração de energia na indústria siderúrgica. Um desses projetos tem sido desenvolvido pela Siderúrgica Pitangui, e encontra-se em fase de aprovação e registro perante o Conselho Executivo das Nações Unidas.

A CEMIG tem outros dois projetos MDL em andamento relativos a Pequenas Centrais Hidroelétricas (“PCHs”), quais sejam: relativo à PCH Cachoeirão – 27 MW; enquanto o outro se refere à PCH Dores de Guanhões – 14MW; a PCH Senhora do Porto – 12MW; a PCH Fortuna II – 9 MW; e a PCH Jacaré – 9 MW. A CEMIG detém uma participação de 49% em todos esse projetos.

Os Documentos de Conceito do Projeto (“DCPs”) desses projetos de PCH já foram concluídos e atualmente encontram-se em fase de validação junto às Entidades Operacionais Designadas (“DOEs”).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Tecnologias Operacionais

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossos sistemas de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da CEMIG, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema de eletricidade e energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da nossa energia. Ele ainda fornece a ligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estende por mais de 44 subestações de altíssima e alta tensão e por aproximadamente 27 usinas geradoras de energia elétrica de grande porte.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia elétrica. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2000.

Centros de Operações Regionais de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por meio de sete Centros de Operações Regionais de Distribuição, ou CODs. Os CODs monitoram e coordenam nossas operações de rede de distribuição em tempo real. Os CODs são responsáveis pela supervisão e controle de 360 subestações de distribuição, 275.593 milhas de redes de distribuição de média tensão, 10.343 milhas de redes de subtransmissão e 6,6 milhões de consumidores em nossa área de concessão, compreendendo 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 12.200 serviços por dia em 2009. Todos os CODs são certificados de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001:2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos dos CODs, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por rádio/satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Informação e Tecnologia Geoespaciais

Estamos utilizando em larga escala tecnologia de gerenciamento de documentos técnicos e geoespaciais com o fim de aprimorar e dar suporte a processos de engenharia. Informações georreferenciadas sobre a rede elétrica, fotografias aéreas e de satélite da área de concessão, diagramas e imagens de documentos técnicos são armazenados em bancos de dados geoespaciais, podendo ser facilmente recuperados por computadores conectados à nossa rede corporativa, auxiliando os técnicos a planejar, projetar, construir, operar e manter a rede de geração, transmissão e distribuição.

Estamos utilizando tecnologia móvel no despacho de serviço para manutenção de rede de distribuição e aquisição de dados de linha de média e alta tensão. Em 2009, uma nova funcionalidade foi desenvolvida e implementada utilizando os mapas digitais para gerenciar as tripulações e serviços e a recuperação de rede.

Desenvolvemos o Sistema de Gestão de Imagem Empresarial – GeoImagem – que organiza e publica as imagens georreferenciadas para usuários do SIG (Sistema de Informação Geográfico). Continuamos a investir em funcionalidades georreferenciadas de companhia baseadas na tecnologia SIG para análise espacial avançada.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Rede de Telecomunicações Interna

Nossa rede de telecomunicações é uma das maiores do Brasil. Ela é composta por *links* de microondas de alta performance com mais de 220 estações de comunicação, um sistema ótico com 1.557 milhas de fibras óticas e um sistema de comunicação móvel com 811 rádios, sendo 644 troncalizados e VHF e 167 rádios portáteis UHF e VHF. Um total de 420 rádios móveis possuem comunicação com terminais móveis instalados nos veículos de sistemas (operação e manutenção), os quais também possuem 940 terminais móveis conectados por satélites.

Rede Corporativa de Dados

Nossa rede corporativa é constituída por servidores empresariais (vinte máquinas RISC - *Reduced Instruction Set Computer* ou "RISC") para o Sistemas de ERP e os novos sistemas comerciais), 9.622 microcomputadores Intel, 270 servidores e 1.400 equipamentos de conectividade, servindo 216 locais em 137 cidades de Minas Gerais. A infraestrutura centralizada utiliza modernos servidores e dispositivos cobertos por contratos de prestação de serviço para manutenção de *hardware* e suporte a *software*. O processo de recepção de dados provenientes da leitura de medidores, o cálculo digital de faturas de energia elétrica e a emissão de faturas de energia elétrica a consumidores da rede secundária da CEMIG são certificados com o ISO-9001:2000 desde 2005. Nossos sistemas de segurança das informações são constantemente atualizados com relação a controle de acesso, firewalls, *antis spam* e antivírus, para proteger todos os dados e funcionalidades contra acesso não autorizado. Utilizamos soluções móveis, tais como equipamentos sem fio, PDAs e telefones celulares para fácil acesso a dados e operações de campo.

Em 2009, o ambiente *Risc* foi aperfeiçoado em 63% em termos de capacidade de processamento e 2.210 computadores Intel foram substituídos por modelos mais recentes.

Programa de Governança de TI

Iniciamos um programa de governança de TI em 2005. O programa é baseado em dois princípios essenciais: (i) alinhamento da estratégia de TI com a estratégia geral do negócio; e (ii) auxiliar a Companhia na gestão de riscos associados à implementação de novas tecnologias.

Diversas ações foram tomadas nos últimos anos. A mais importante destas ações foi a implementação das ITIL® *best practices*. Os seguintes processos e funções ITIL® foram priorizados para a implementação: Gestão de Incidentes, Gestão de Configuração, Gestão de Mudança, Gestão de Problemas, Gestão de Capacidade, Gestão de Nível de Serviço, e *Service Desk*.

Em 2009, o processo de governança de TI foi oficialmente implementado pela criação de um departamento específico para planejar e controlar os recursos e projetos de TI, incluindo a gestão dos processos da Biblioteca de Infra-estrutura de Tecnologia da Informação (ITIL) e do Departamento de Gestão de Projetos (PMO).

Call Center

Temos uma central de *call center* localizada em Belo Horizonte. Nossos clientes podem usar um número gratuito para obter informações sobre suas contas e informar problemas de serviço. O *call center* é integrado com as tecnologias disponíveis nos CODs, possibilitando-nos prover aos clientes informações atualizadas sobre questões relativas a serviço. O *call center* possui instalações modernas e conta com mais de 1.200 pessoas, sendo capaz de receber, em média, 75.000 mil chamadas por dia. Os clientes também podem nos contatar por e-mail, por fax ou por meio de nosso *website*. Como prova da qualidade do serviço prestado, nosso *call center* possui o Certificado de Qualidade ISO 9001 desde 1999.

Sistema de Gestão Comercial

A Cemig Distribuição consolidou seu novo Sistema de Gestão Comercial ("SGC"), cujas atividades foram iniciadas em 4 de maio de 2008, com investimentos de R\$178 milhões. O sistema processa as informações de todos os clientes da CEMIG espalhados em todo o Estado de Minas Gerais, incluindo fornecimentos de alta, média e baixa tensões. Com base na plataforma SAP, composta dos sistemas CCS (Atendimento ao Consumidor), CRM (Gestão de Relacionamento com o Cliente) e BW (Armazenamento Comercial), o sistema mostrou ter êxito na substituição do antigo Sistema de Informações do Consumidor ("SICO"). A CEMIG pode agora adaptar-se mais fácil e rapidamente às mudanças nas regulamentações e demandas do mercado. A companhia possui maior acesso às

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

principais operações e informações de gestão, resultando na melhora dos serviços prestados e agilizando as tomadas de decisões.

Em 2009, um novo *software* foi desenvolvido para imprimir as faturas no local por meio de impressoras portáteis conectadas aos dispositivos por meio da conexão de *Bluetooth*. O processo de faturamento utiliza 1.108 dispositivos para o processamento de cerca de 400.000 medições por dia. Essa solução aumentará a velocidade de processo de faturamento e reduzirá os custos.

Sistemas de Manutenção e Reparos

As 10.277 milhas de linhas de transmissão de alta tensão na rede da Cemig Distribuição, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportadas por, aproximadamente, 53.495 estruturas, construídas principalmente de metal. A rede da Cemig Geração e Transmissão possui 3.085 milhas de linhas de transmissão de alta tensão, suportadas por, aproximadamente, 11.676 estruturas. A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão são devidas a raios, fogo, vandalismo, vento, e corrosão. Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão são inspecionados pelo ar uma vez por ano, utilizando um helicóptero equipado com uma câmera gimbal, seguido de inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características e idade da linha de transmissão, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de torres. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizada com emprego de métodos de rede ligada. Por termos sido a primeira companhia do Brasil a utilizar técnicas de rede ligada, sem ferramental na manutenção de redes de transmissão e subestações, acumulamos, ao longo dos últimos 32 anos, aproximadamente, experiência significativa nessa área. Treinamos nossa equipe nessa área e dispomos de veículos especiais e outras ferramentas necessárias para dar suporte à manutenção de linhas com rede ligada e desligada.

Também mantemos transformadores e subestações móveis reservas para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações. Em dezembro de 2008, como resultado de uma parceria com a ABB, desenvolvemos a primeira subestação móvel verde, em 138/13,8 kV e 15 MVA, totalmente isolada com óleo vegetal. Somos também pioneiros no uso de transformadores de força de 138 kV que são completamente isolados com óleo vegetal.

Com a finalidade de melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos nossos clientes, R\$ 67 milhões serão investidos em 2010 para renovar ativos de alta tensão e substituir equipamentos em subestações e linhas de distribuição que sofreram depreciação, que encontram-se no final da vida útil ou apresentam baixo desempenho no sistema de energia elétrica.

Gestão de Segurança de Informações

Como parte de nosso objetivo de aperfeiçoar a segurança das informações na CEMIG e cumprir com as exigências da Lei Sarbanes-Oxley, implementamos em 2009:

- programa de conscientização (Atualização da Segurança das Informações) envolvendo cerca de 700 empregados, enfatizando os conceitos básicos de segurança das informações, riscos e recomendações sobre segurança;
- publicação de informativos periódicos de segurança das informações; e
- desenvolvimento de um novo sistema e revisão do processo de classificação de informações.

Ferramentas Gerenciais

Nosso atual *software* de sistema integrado de gestão empresarial (*Enterprise Resource Planning - SAP R/3*), ou ERP, engloba os processos dos departamentos de contabilidade, controle de recursos e custos, planejamento, gerenciamento de projeto, e gerenciamento de recursos humanos. O ERP também inclui a funcionalidade de armazenamento de dados, a metodologia "*Balanced Scorecard*" e monitoramento de fluxo de caixa de longo prazo. Em gestão de qualidade, recebemos a certificação ISO 9001/2000 em razão dos seguintes

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

aspectos de nosso negócio, dentre outros: escritórios de atendimento ao consumidor, *call centers*, laboratórios, manutenção de sistema de proteção remota de equipamento, recepção de dados e faturamento.

Em 2009, começamos a utilizar ferramentas de Inteligência nos Negócios por meio da implementação da plataforma SAP de Negócios. Foram realizadas um total de 13 análises financeiras e contábeis. Um departamento de TI dedicado ao gerenciamento do ambiente e das soluções referentes ao SAP foi criado.

Também implementamos funcionalidades para a consolidação contábil das subsidiárias da CEMIG de acordo com a Lei das Sociedades por Ações.

Nos termos dos decretos federais relacionados à assinatura eletrônica, três sistemas foram desenvolvidos e implementados: assinatura eletrônica por faturamento, fiscal e contábil.

Gerenciamento de Risco

Com a assistência de uma companhia de consultoria de renome, demos início ao estabelecimento de um Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos em 2003, que foi consolidado durante o período de 2004 a 2006, em função de nosso processo de desverticalização. Na qualidade de detentores de uma concessão no setor de energia elétrica brasileiro, operamos em ambientes nos quais fatores como reestruturações societárias, regulamentação emitida por órgãos governamentais do setor energético, desenvolvimento tecnológico, globalização e mudanças no mercado consumidor geram incertezas e riscos.

A implementação de visão e estratégia coerentes de risco em nível corporativo é uma nova tendência de administração incentivada não somente pelas exigências da Lei *Sarbanes-Oxley* e métodos recomendados pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (*Committee of Sponsoring Organizations*), ou COSO II, como também pela percepção de que o gerenciamento de risco constitui parte essencial de uma filosofia de desenvolvimento sustentável voltada à criação de valores para os acionistas.

Nosso Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos visa aos seguintes propósitos: consecução dos objetivos fixados pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca dos possíveis eventos que poderiam constituir risco de perda de valores; estruturar a companhia possibilitando que assuma posições pró-ativas em relação a seu ambiente de risco; proporcionar aos executivos da companhia metodologia e ferramentas para gerenciamento efetivo de risco, incluindo a capacidade de agregar riscos individuais, a capacidade de comparar os riscos de diferentes unidades empresariais e uma ferramenta para avaliar com precisão as medidas adotadas para minimizar os riscos; fornecer às demais áreas de gerenciamento estratégico conceitos e procedimentos de *input*, bem como fatores que fortaleçam a infraestrutura de controle organizacional da companhia.

A CEMIG está trabalhando para alcançar o principal objetivo da gestão de riscos de um ambiente aberto e apropriado para comunicações efetivas sobre risco e gerenciamento de riscos da companhia, de forma que uma abordagem integrada, pró-ativa, com visão do futuro, orientada por processo e do sistema em sua integralidade seja adotada para estimar todos os principais riscos e oportunidades chave do negócio, e não somente aqueles de natureza financeira. Durante 2009, as ações de gestão de riscos mais importantes foram: (i) iniciou-se a terceira atualização da Matriz de Riscos Corporativos da CEMIG, considerando a revisão da posição de seus riscos, ambiente de controle dos riscos e planos de mitigação, com o fim de adaptar-se às alterações regulatórias e econômicas, bem como ao contexto do mercado; e (ii) o aperfeiçoamento da Matriz de Riscos Corporativos sob a perspectiva dos acionistas, permitindo que a administração compreenda o que os acionistas vêem como ameaça estratégica e para identificar os riscos que não existem na Matriz de Riscos Corporativos.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos de Energia da CEMIG, ou CGRE, criado em 2003, continua a propor políticas e procedimentos para aprovação pelos diretores, de acordo com a política de risco corporativo, visando a minimizar riscos na contratação (compra e venda) de energia elétrica. O comitê conta com membros de várias áreas da Companhia, incluindo as áreas de geração, distribuição, vendas, jurídica e financeira. O CGRE confere suporte às decisões dos conselheiros executivos em relação à comercialização de energia da Companhia aos Consumidores Livres e à participação nos leilões da CCEE. Com base na análise de riscos, o CGRE propõe os volumes máximos que poderiam ser comercializados e os volumes comprados pelos distribuidores nos leilões.

A gestão de risco da CEMIG também possui o benefício de possuir 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 nossas transações financeiras, e as quais poderiam afetar

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

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 próximo passo que pretendemos dar é melhorar o Sistema de Gestão de Riscos Corporativos com o apoio de uma companhia de consultoria, por meio do desenvolvimento de novos produtos e do desenvolvimento de métodos estatísticos e matemáticos utilizados para calcular e controlar a posição de risco da Matriz de Riscos Corporativos, aumentando, assim, a transparência e a segurança para a tomada de decisões estratégicas.

Ativo Imobilizado e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem nas usinas de geração de energia elétrica e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total de nosso ativo imobilizado, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, era de R\$14.144 milhões em 31 de dezembro de 2009 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 39,9% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 55,7% e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de telecomunicações e ativos intangíveis, representaram 4,4%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,5% para instalações de geração hidrelétrica, 3,1% para instalações de transmissão, 4,7% para instalações de distribuição, 12,7% para instalações de administração e 6,7% para instalações de telecomunicações. Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2009. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não serão revertidos para o proprietário quando do final da nossa concessão.

O Setor Elétrico Brasileiro

Disposições Gerais

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram conduzidas por um pequeno número de companhias de propriedade do Governo Federal ou de governos estaduais. No passado, diversas companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração anterior, comandada por Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) tinha intenção de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a atual administração interrompeu este processo e implementou um “Novo Modelo do Setor Elétrico” para o setor elétrico brasileiro, conforme consta da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir a segurança de fornecimento e razoabilidade de tarifas. Com a finalidade de garantir o fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Para conseguir a modicidade de tarifas, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que: (a) todas as compras de energia elétrica pelas distribuidoras sejam feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação seja realizada por meio do ACR, ou o “Pool”; e (c) a contratação de carga seja separada em dois tipos de operações, devendo ambos os tipos de operações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de energia elétrica das novas usinas, que objetiva a expansão; e (ii) a contratação da energia elétrica das usinas existentes, que visará à demanda de energia elétrica existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia elétrica: (i) o ACR, ou o “Pool”, para a compra por distribuidoras por meio de leilões públicos de toda a energia necessária para suprir seus consumidores; e (ii) o ACL, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas (tais como Consumidores Livres e entidades que comercializam energia). As distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A exigência de expansão do setor é avaliada pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, ou MME. De modo a melhorar a organização do setor de energia elétrica, duas entidades foram criadas: (i) a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela execução do planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, uma companhia privada, sucessora do Mercado Atacadista de Energia (“MAE”), responsável pela contabilização e a liquidação financeira das operações de venda de energia realizadas no mercado de curto prazo. O CCEE também é responsável, por meio de delegação pela ANEEL, por organizar e conduzir os leilões públicos de energia elétrica do “Pool”, nos quais todos os distribuidores compram energia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico eliminou a auto-contratação, compelindo as distribuidoras a comprar energia a preços mais baixos disponíveis ao invés de comprar energia de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor Elétrico excetuou também os contratos celebrados antes da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória a transações realizadas antes de sua promulgação.

A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos centros de consumo (tais como determinadas usinas de co-geração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Proinfa, (3) Itaipu e (4) contratos de compra e venda de energia celebrados antes da entrada em vigor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, não ficarão sujeitas a leilão para fornecimento de energia no “Pool”. A energia elétrica gerada por Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobras e pelo Governo Federal, por meio da ANEEL, e determina os volumes que serão obrigatoriamente comprados por cada concessionária de distribuição. As tarifas pelas quais a energia gerada por Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares norte-americanos e são estabelecidas pela ANEEL, nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio Dólar dos Estados Unidos/Real. As alterações do preço da energia gerada por Itaipu estão, contudo, sujeitas a um mecanismo de recuperação dos custos.

Desafios à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal agiu para rejeitar as ações argumentando que os desafios constitucionais estavam abertos para discussão pois se referem a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será conferida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relativas a restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de eletricidade, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a Consumidores Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o mercado regulado, ou “Pool”, que contempla a compra por companhias de distribuição por meio de leilões públicos de toda a energia elétrica necessária para atender seus clientes, e (2) o mercado livre, que contempla a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (tais como os Consumidores Livres e entidades que comercializam energia elétrica).

Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o “Pool”) – No mercado regulado, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela ANEEL e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outra fonte, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses contratos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

compreendem os contratos de compra de energia no ACR, os CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa da demanda das distribuidoras é o principal fator para determinar a quantidade de energia que o sistema como um todo contratará. Nos termos do novo sistema, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia projetadas, em comparação aos 95% exigidos pelo regime anterior.

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estipula que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de seu consumo cativo total poderão estar sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a compra de energia de outras distribuidoras cuja quantidade adquirida de energia excedeu a demanda prevista, ou a compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação a 100% do consumo cativo poderá ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo e a concessionária estará sujeita a uma penalidade equivalente à multiplicação do déficit pelo valor de referência estabelecido pela ANEEL. Se uma distribuidora contratar mais do que 103% de seu consumo cativo, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de “energia existente” em até 4% ao ano, assim como reduzir tais contratos devido à perda de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores. Qualquer sobra energética poderá ser negociada no mercado de curto prazo.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as concessionárias de distribuição de energia elétrica poderão repassar aos seus respectivos consumidores os custos relativos à compra de energia em leilões, limitados a um valor equivalente a 103% de sua carga anual verificada, assim como quaisquer tributos e encargos setoriais relacionados aos leilões.

Ambiente de Contratação Livre (o “ACL”) – No mercado livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre as concessionárias de geração, os PIEs (Produtores Independentes de Energia), autoprodutores, entidades que comercializam energia, importadores de energia e Consumidores Livres. O mercado livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até seus vencimentos. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Um consumidor que tem a faculdade de escolher o seu fornecedor, conhecido como “consumidor potencialmente livre”, e que tenha celebrado contrato com uma distribuidora por prazo indeterminado, só poderá adquirir energia de outros fornecedores um ano depois de declarar sua intenção de rescindir tal contrato, sendo que tal declaração deverá ser enviada à distribuidora, com antecedência mínima de quinze dias da data limite para a distribuidora indicar suas necessidades para o próximo leilão de energia, ressalvadas disposições em contrário contidas no contrato.

Consumidores potencialmente livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras além da companhia distribuidora local se optarem por energia gerada por fontes alternativas, tais como fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.

Caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre, apenas poderá voltar ao mercado regulado após notificar a sua distribuidora local com no mínimo cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu exclusivo critério, exceto para consumidores especiais, que podem fazer uso de uma notificação de 180 dias de antecedência. Este prazo visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos Consumidores Livres no mercado regulado. Adicionalmente, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos consumidores livres. As geradoras estatais podem vender energia a Consumidores Livres, mas de maneira diversa do que ocorre com geradoras privadas, estão compelidas a realizar a venda por meio de leilão.

No passado, consumidores de alta tensão que adquiriam sua energia de distribuidoras no mercado regulado, o faziam a um preço subsidiado. Este subsídio, conhecido como “subsídio cruzado”, foi gradualmente eliminado pela ANEEL, sendo totalmente extinto. Os consumidores potencialmente livres são obrigados por lei a celebrar contratos separados para a conexão e uso das linhas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras do Sistema Interligado Nacional, ou SIN, ou da Rede Brasileira, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia, (2) vender energia a Consumidores Livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus consumidores cativos no ACR, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra companhia, exceto participação em companhias criadas para captação, investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora ou suas controladas, controladoras ou companhias ou sob controle comum, parceria ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Extinção da AutoContratação

Tendo em vista que a compra de energia para consumidores cativos será realizada por meio do ACR, a denominada autocontratação, pela qual as distribuidoras podiam atender a até 30% de suas necessidades por meio de energia adquirida de afiliadas, não é mais permitida, exceto no caso de contratos que tenham sido devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, contudo, realizar compras de suas afiliadas se participarem de leilões no ACR e a geradora que oferecer o preço mais baixo for uma afiliada.

Contratos firmados antes da Promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as companhias de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de Consumidores Potencialmente Livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume inicial contratado, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a critério das companhias de distribuição, com início dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. Tal redução somente pode ser efetivada com relação às CCEARs de usinas existentes.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução da energia contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua efetivação a critério exclusivo da distribuidora, em conformidade com as disposições descritas acima e com a regulamentação da ANEEL.

Nos termos da regulamentação da ANEEL, a redução da energia contratada nos CCEARs de energia existente deverá ser precedida do chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, por meio do qual as distribuidoras que contrataram energia em excesso poderão ceder uma parte de seus CCEARs a distribuidoras que contrataram um volume menor de energia do que aquele necessário para atender a demanda de seus consumidores.

Limites de Repasse às Tarifas

O Novo Modelo do Setor Elétrico agora também limita o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as companhias de distribuição e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões "A-3". O Valor Anual de Referência será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser totalmente repassados. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 103% da demanda regulatória;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão “A-3”, caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões “A-5”;
- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao “Limite de Contratação” definido pelo Decreto nº 5.163;
- de 2007 a 2009, as compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão “A-1” ficarão limitadas a 1,0% da demanda da distribuidora. Caso a energia adquirida no leilão “A-1” exceda 1,0%, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes;
- as compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 1% da demanda total da distribuidora (exceto para os anos de 2008 e 2009, para os quais o limite será de 5%), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência; e
- caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela ANEEL, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa regular que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os custos da Parcela B, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos pela inflação em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGP-M. O reajuste tarifário médio anual inclui componentes como a variação interanual de custos fixos da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, os quais compensam as mudanças nos custos da companhia que não foram previamente tomadas no cálculo da tarifa por nós cobrada no ano anterior. Tendo em vista que esta variação interanual é para reembolsar mudanças nos custos que ocorreram no ano anterior, ela não deveria fazer parte do reajuste anual do ano seguinte.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o fator X, que é calculado tomando por base ganhos esperados de produtividade decorrente de aumentos de escala, custos trabalhistas e o montante do investimento na rede planejado pela distribuidora durante o período de cinco anos.

Para obter mais informações, vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão”.

A ANEEL editou, ainda, regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, vide “– O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão”.

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à nossa companhia pelo Governo não incluem a outorga da propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de energia elétrica no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário dessa forma, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ser compelidas a participar de negociações relacionadas ao valor da indenização dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Tomamos todas as medidas para negociarmos com as comunidades antes de recorrermos ao poder judiciário.

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrelétrico e termelétrico de larga escala, composto predominantemente por usinas hidrelétricas detidas por diversos proprietários. A Rede Brasileira é formada por companhias das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Somente 3,4% da capacidade de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 243.352 MW, dos quais apenas 35% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com a Eletrobras.

O Brasil possui uma capacidade instalada no sistema de energia interligado de 97,74 GW, da qual aproximadamente 80% é hidrelétrica. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000 MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 55.000 milhas de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 38% da capacidade de geração instalada e 56% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobras, sociedade controlada pelo Governo Federal. A Eletrobras tem historicamente sido responsável pela implementação de programas de política energética, de preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são detidas por companhias elétricas estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor energético brasileiro tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal e por governos estaduais. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor elétrico. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para, desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.
- O Governo Federal promulgou em 1995 uma Lei que:
 - exigiu que todas as concessões para prestação de serviços relacionados a energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- gradualmente permitiu que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
 - previu a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou parte, a sua energia a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
 - concedeu aos Consumidores Livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e
 - eliminou a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade entre 1 MW a 30 MW, ou “Pequenas Centrais Hidrelétricas”.
- A partir de 1995, uma parcela das participações de controle detidas pela Eletrobras e por vários Estados em companhias de geração e distribuição de energia foi vendida a investidores privados. Ao mesmo tempo, certos governos estaduais também venderam suas participações em companhias de distribuição de grande porte. Enquanto a maioria das companhias de distribuição foi privatizada, a maior parte da capacidade de geração ainda é controlada pela Eletrobras, por meio das suas subsidiárias Chesf, Eletronorte e Furnas.
 - Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia. A Lei do Setor Elétrico previu o seguinte:
 - o estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;
 - a exigência de que as companhias de distribuição e geração celebrassem contratos de fornecimento de energia iniciais, ou Contratos Iniciais, geralmente com compromissos “take or pay”, a preços e volumes aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar às companhias de distribuição acesso a um fornecimento de energia estável, a preços que garantissem taxa fixa de retorno às companhias de geração de eletricidade durante o período de transição levando, ao estabelecimento de um mercado de energia livre e competitivo;
 - a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional; e
 - a instituição de leilões públicos para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, sem prejuízo dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei nº 9.074, promulgada em 7 de julho de 1995.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores garantia de fornecimento de energia, combinada com a razoabilidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

Racionamento e Recomposição Tarifária Extraordinária

A ocorrência de níveis pluviométricos abaixo da média nos anos anteriores a 2001 resultou em baixos níveis dos reservatórios, bem como em baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Um programa, conhecido como o Programa de Racionamento de Energia, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi planejado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE, para solucionar o problema e estabelecer os níveis normais para os reservatórios. Em decorrência do encerramento das medidas de racionamento, o Governo Federal extinguiu a GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico, ou CGSE, como coordenadora das medidas de revitalização do setor elétrico. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi criado para fornecer uma compensação pelos prejuízos relacionados ao racionamento em que companhias de geração e distribuição no Brasil incorreram, e para restaurar o equilíbrio econômico dos contratos de concessão. Um reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, aplicável aos consumidores finais, compensaria tanto as geradoras quanto as distribuidoras pelos prejuízos relacionados ao racionamento. A RTE também cobre prejuízos financeiros decorrentes dos custos que estão fora do controle da distribuidora, denominados custos da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, bem como os prejuízos das geradoras incorridos em decorrência do pagamento dos custos de energia livre acima do preço médio dos Contratos Iniciais.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, criou um programa especial para financiar 90% dos valores passíveis de recuperação por meio da RTE. Os empréstimos são amortizados ao longo do período de cobrança do aumento tarifário.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos tarifários pudessem contribuir para uma inflação generalizada no Brasil, decidiu atrasar o aumento das tarifas a que as companhias de distribuição faziam jus, nos termos das resoluções da ANEEL para recuperar a variação intra-anual dos custos da Parcela A. Em 11 de novembro de 2003, o Governo Federal implementou um programa emergencial destinado a compensar as companhias de distribuição pelos prejuízos incorridos em função da desconsideração da variação intra-anual dos custos da Parcela A quando dos reajustes tarifários anuais que ocorreram de abril de 2003 a abril de 2004. Este programa garantiu às companhias aplicáveis empréstimos do BNDES sob condições especiais.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao MME ou à ANEEL, por delegação do MME, enquanto poder concedente, a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica, por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Para a renovação das concessões existentes o período é normalmente de 20 anos para distribuição, 20-30 anos de transmissão, dependendo do contrato, e o período para geração depende dos contratos. As concessões existentes podem ser renovadas, a critério exclusivo do poder concedente.

A Lei de Concessões identifica, entre outras coisas, as condições que a concessionária deverá atender ao prestar serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá observar os regulamentos em vigor que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão resumidas a seguir:

Serviço Adequado – A concessionária deverá prestar serviço adequado para satisfazer, entre outros fatores, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade do serviço.

Servidões – A concessionária poderá utilizar terrenos públicos ou solicitar que o poder concedente declare de utilidade pública os imóveis privados, de forma a beneficiar a concessionária. Neste caso, a concessionária deverá indenizar os proprietários afetados.

Responsabilidade Objetiva – A concessionária tem responsabilidade objetiva por todos os danos decorrentes da execução dos seus serviços causados a consumidores, a terceiros ou ao poder concedente.

Mudanças no Controle Societário – O poder concedente deverá aprovar previamente qualquer alteração direta ou indireta no controle societário da concessionária.

Intervenção pelo Poder Concedente – O poder concedente poderá intervir na concessão, mediante decreto presidencial, para assegurar a prestação adequada dos serviços pela concessionária, bem como a plena observância por ela das disposições contratuais, regulatórias e legais aplicáveis, na hipótese de descumprimento por parte da concessionária. Dentro de 30 dias a contar da data do decreto, o representante do poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo no qual a concessionária terá direito ao devido processo legal. Durante o andamento do

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

procedimento administrativo, uma pessoa nomeada pelo decreto ficará responsável por dar continuidade à concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias a contar da data do decreto, a intervenção será extinta e a concessão será devolvida à concessionária. A concessão também será devolvida à concessionária se o representante do poder concedente decidir não revogar a concessão e o prazo da concessão ainda não tiver expirado.

Extinção da concessão – O contrato de concessão poderá ser extinto por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação constitui o término antecipado de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, devendo ser expressamente estabelecida por lei e fundada no interesse público. Subsequentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não ressarcir-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tiverem sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento da encampação. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME emitir decisão administrativa final no sentido de que a concessionária deixou de cumprir adequadamente suas obrigações previstas no contrato de concessão. A concessionária terá direito ao devido processo legal no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão, podendo recorrer aos tribunais. A concessionária terá direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer valores correspondentes a multas e perdas e danos devidos pela concessionária.

Advento do Termo Contratual – Quando do advento do termo contratual da concessão, todos os bens, direitos e prerrogativas que estiverem substancialmente relacionados à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o término do contrato, a concessionária tem o direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento do término contratual, líquido de obrigações especiais.

Penalidades – A Resolução nº 63 da ANEEL, publicada em 12 de maio de 2004, e alterações posteriores, rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as penalidades aplicáveis com base na natureza e gravidade da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de leilões para novas concessões, licenças ou autorizações e a caducidade). Dependendo da violação, as multas podem ser de até dois por cento do valor faturado pelas concessionárias no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de:

- Celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- Venda ou cessão de bens ou receitas relacionados aos serviços prestados, bem como imposição de quaisquer ônus (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, caução, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros bens relacionados à concessão ou às receitas resultantes dos serviços elétricos; e
- Mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de diretrizes que regem os leilões para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras:

- administrar as concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a aprovação de tarifas de eletricidade;
- promulgar regulamentos para o setor elétrico;
- implementar e regulamentar a exploração de recursos energéticos, incluindo o uso de energia hidrelétrica;
- promover licitações para as novas concessões;
- resolver processos administrativos entre geradoras e compradores de energia elétrica; e
- definir critérios e metodologias para a determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por Consumidores Livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros:

- planejamento e organização operacional, e despacho centralizado da geração, de modo a otimizar o funcionamento do sistema interligado nacional;
- supervisão e coordenação dos centros operacionais do sistema elétrico;
- supervisão e controle do sistema interligado nacional, dos sistemas energéticos e das interconexões internacionais;
- contratação e gerenciamento dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, assim como os serviços conexos;
- propositura à ANEEL da expansão e reforços das instalações da rede básica de transmissão; e
- submissão de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

O Mercado Atacadista de Energia foi substituído pela CCEE, atendendo às novas regras estabelecidas no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR e contratos resultantes do mercado livre, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse equilíbrio poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional, (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

O Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Restrições à Concentração

Em 2000, por meio da Resolução nº 278, a ANEEL estabeleceu limites à concentração de certos serviços e atividades no setor elétrico, hoje tal resolução não se encontra mais em vigor. Nos termos desses limites, com exceção das companhias participantes do Programa Nacional de Desestatização (as quais precisam atender a tais limites somente após a conclusão da sua reestruturação societária), nenhuma companhia de energia elétrica (incluindo suas controladoras e controladas) pode (1) deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% da capacidade instalada das regiões Norte/Nordeste, exceto se este percentual corresponder à capacidade instalada de uma única usina de geração, (2) deter mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição do Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição do Norte/Nordeste, exceto na hipótese de aumento na distribuição de eletricidade que supere as taxas de crescimento nacional ou regional ou (3) deter mais de 20% do mercado brasileiro de comercialização com consumidores finais, 20% do mercado brasileiro de comercialização com consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais acima.

Em 10 de novembro de 2009, a ANEEL emitiu a Resolução nº 378, determinando que a ANEEL, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico (“SDE”) do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o órgão antitruste Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”). Se necessário, a SDE solicitará à ANEEL que analise os atos supracitados. O CADE decidirá se deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia, conforme disposto nos artigos 23 e 24 da lei mencionada acima.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (1) garantia de fornecimento de gás por 20 anos, (2) garantia da aplicação do valor normativo por companhias de distribuição que comprem sua energia por 20 anos, de acordo com regulamentação da ANEEL, assegurando desta forma que os custos relacionados à aquisição da energia produzida pelas usinas termelétricas sejam transferidos a tarifas e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 2002, foi instituído o Programa Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa. Nos termos do Proinfa, a Eletrobras comprará a energia gerada por essas fontes alternativas pelo prazo de 20 anos, repassando tal energia às distribuidoras. Na sua fase inicial, o Proinfa está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW.

A Lei nº 9.427/96, conforme alterada pela Lei nº 10.762/03, estabeleceu, ainda, que as usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW, usinas de geração classificadas como pequenas centrais hidrelétricas, e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração, com uma capacidade instalada igual ou inferior a 30MW, utilizadas para produção independente ou autoprodução, terão direito a desconto de até 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, cobradas sobre a produção e consumo da energia vendida. Este dispositivo legal foi regulamentado pela ANEEL por meio de suas Resoluções 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

Encargos Setoriais

Reserva Geral de Reversão e Fundo de Uso de Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, as companhias de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da companhia em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para ser extinta até 2010, e a ANEEL deverá revisar a tarifa de modo que o consumidor receba algum benefício em função da extinção da RGR.

O Governo Federal impôs taxa aos PIEs que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIEs são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as normas de cada leilão para a outorga de concessões. A Eletrobras recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Conta de Consumo de Combustível – CCC

As companhias de distribuição devem efetuar contribuições à Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A CCC foi criada em 1973, para gerar reservas financeiras para cobrir a elevação de custos associada ao maior uso das usinas termelétricas, na hipótese de estiagem, em função do fato de os custos operacionais marginais das usinas termelétricas serem superiores aos das usinas hidrelétricas. Cada companhia de energia é obrigada a efetuar contribuição anual à CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário para as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC, por sua vez, reembolsa as companhias de energia por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas. A CCC é administrada pela Eletrobras.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal previu a extinção da CCC. Os subsídios decorrentes da CCC foram extintos durante prazo de três anos, a partir de 2003, com relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e que pertençam atualmente à Rede Brasileira. As usinas termelétricas construídas após esta data não terão o direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam sendo pagos às usinas termelétricas localizadas nos sistemas isolados por um prazo de 20 anos, a fim de promover a geração de energia nessas regiões.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção em todo o país, (2) à produção de energia por meio de fontes alternativas e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no ambiente regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR, CDE ou CCC.

Taxa de Fiscalização da ANEEL

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE, é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,5% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à ANEEL em 12 parcelas mensais.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que os hidrogeradores compartilhem os riscos hidrológicos da rede Brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas da Energia Assegurada (a “Energia Efetiva”, um volume de referência de energia, estabelecido pelo MME, em conformidade com estudos realizados pelo EPE, que considera a probabilidade para um longo período de hidrologia média) de cada usina, que é determinada pelo governo em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realocou a energia, transferindo a energia excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de eletricidade efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada, é avaliado de acordo com a “Tarifa de Otimização de Energia”, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada em uma base mensal por cada gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidroelétricas localizadas na bacia de um rio com condições hidrológicas adversas, o MRE não reduz os riscos nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional, ou SIN, como um todo ou em diversas regiões. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o Sistema não atingirá o nível de Energia Garantida e os geradores poderão ser expostos ao mercado à vista. Nesse casos, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica e os preços à vista serão maiores.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas (i) de uso do sistema de distribuição local, ou Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD; e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado, ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. Nos últimos anos, o Governo Federal teve como meta melhorar o sistema nacional de transmissão e, em consequência, certas companhias de transmissão estão empreendendo programas significativos de expansão, que têm sido pagos por meio de aumentos das tarifas e

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

encargos de transmissão. O aumento das tarifas e encargos de transmissão pagos por concessionárias de distribuição é repassado a seus respectivos consumidores por meio de Reajustes Tarifários Anuais. Segue abaixo sumário de cada tarifa ou encargo:

TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária de distribuição a que estão conectados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a variação dos custos para transmissão de energia elétrica e encargos regulatórios. O valor a ser pago pelo usuário ligado ao sistema de distribuição é calculado mediante a multiplicação do montante de energia contratado junto à concessionária de distribuição para cada ponto de ligação, em kW, pela tarifa em R\$/kW que é fixada pela ANEEL.

TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração e Consumidores Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as companhias de geração, companhias de distribuição e Consumidores Livres, assinaram contratos com o ONS legitimando-os a utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento da TUST. Outros trechos da rede que sejam de propriedade de companhias de transmissão, mas que não sejam considerados parte da rede de transmissão são disponibilizados diretamente aos usuários interessados mediante pagamento de tarifa específica.

Distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das companhias de distribuição em (1) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A e (2) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Taxas Regulamentares (RGR, CCC, CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos da eletricidade comprada para revenda (CCEARs, Energia de Itaipu, PROINFA e contratos bilaterais); e
- Taxas de transmissão (TUST, TUSD, Transporte de Eletricidade de Itaipu, Uso das Instalações de Conexão e ONS).

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito ao limite máximo baseado no valor normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, termelétrica ou fontes alternativas de energia). O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração (1) a inflação, (2) custos incorridos em moedas fortes e (3) custos relacionados a combustível (tal como o fornecimento de gás natural). Os custos incorridos em IGP-M deverão corresponder a, pelo menos, 25% do total de custos incorridos pelas geradoras.

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle e incluem, dentre outros:

- retorno de investimentos relacionados à área de concessão e sua expansão;
- tributos sobre a receita;
- custos de depreciação; e
- custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 29 de março de 2010, a CEMIG anunciou, por meio de um Fato Relevante, a terceira alteração dos contratos de concessão nº 002/1997, 003/1997, 004/1997 e 005/1997 juntamente com sua subsidiária Cemig Distribuição, que mudou o procedimento de cálculo do reajuste anual da taxa a fim de promover a neutralização da Parcela A.

O contrato de concessão de cada companhia de distribuição prevê um reajuste tarifário anual. De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M, ajustados por um Fator X. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos de seus contratos de concessão, fazem jus também à revisão periódica. Essas revisões visam a (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia e (2) determinar o fator X, que toma por base dois componentes: (i) Xa, que é um fator determinado a cada ano com base na diferença entre os índices de inflação IPC-A e IGP-M, multiplicada pelos nossos custos totais com pessoal (já que nossos aumentos nos custos trabalhistas são baseados no IPC-A e nossos aumentos tarifários são baseados no IGP-M); e (ii) Xe, que é um fator determinado a cada cinco anos com base nos nossos ganhos de produtividade, considerados durante um período de cinco anos.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M, utilizado nos reajustes anuais. Por conseguinte, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as companhias de distribuição compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A. Comentários não resolvidos do staff

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações contidas nesta seção deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com os USGAAP e apresentadas em reais.

Principais Práticas Contábeis e Estimativas Contábeis Críticas

A elaboração de nossas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os USGAAP exige que formulemos estimativas e presunções que afetam os montantes de ativos e passivos relatados e a divulgação de ativos e passivos contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes relatados de receitas e despesas durante tal período. Avaliamos nossas estimativas em base contínua e fundamentada em uma combinação de experiências passadas e várias outras presunções que acreditamos ser razoáveis em tais circunstâncias. Os resultados efetivos podem ser substancialmente diferentes daqueles estimados. Nossas principais práticas e estimativas contábeis críticas que afetam os nossos julgamentos mais significativos, utilizadas na elaboração de nossas demonstrações financeiras, estão especificadas abaixo.

Ativos e Passivos Regulatórios

Como resultado de várias ações tomadas pelo Governo Federal e pela ANEEL em 2001, o negócio de distribuição de energia elétrica da Companhia está sujeito às disposições da Codificação dos Padrões Contábeis (*Accounting Standards Codification* ou “ASC”) do Conselho de Padrões Contábeis e Financeiros (*Financial Accounting Standards Board* ou “FASB”) - Tópico FASB ASC 980 – Operações Reguladas (Declaração FASB nº 71 – “Contabilização para Efeitos de Certos Tipos de Regulamentação”). A estrutura de ajuste tarifário no Brasil tem o propósito de proporcionar a recuperação de custos permitidos à Companhia, incluindo aqueles incorridos como resultado da imposição de medidas de racionamento de energia pelo Governo Federal em 2001, conforme descrito abaixo. Portanto, a Companhia capitaliza os custos marginais incorridos como ativos regulatórios diferidos quando instruída pela ANEEL e existe uma expectativa provável de que as receitas futuras iguais aos custos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

incorridos serão faturadas e recebidas como resultado direto da inclusão desses custos na elevação da tarifa determinada pela autoridade regulatória. O ativo regulatório diferido é revertido ao resultado quando a Companhia recebe os respectivos custos mediante o faturamento dos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão de tarifa anualmente. Caso a ANEEL exclua a totalidade ou parte dos custos do reajuste, esta parcela do ativo regulatório deverá ser objeto de provisão para a perda, sendo reduzida na extensão dos custos excluídos. A Companhia registrou os ativos regulatórios diferidos líquidos já que espera repassá-los para seus consumidores de acordo e em atendimento às disposições regulatórias.

Durante 2001, o Governo Federal instituiu um programa de racionamento de energia elétrica em virtude de uma escassez de energia elétrica causada pelo baixo índice pluviométrico, redução dos níveis nos reservatórios e da significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos. O racionamento resultou em perdas para a Companhia e para outras companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Em dezembro de 2001, as concessionárias de serviço público de energia elétrica no Brasil, incluindo a Companhia, celebraram um acordo setorial com o Governo Federal (Acordo Geral do Setor Elétrico ou “Acordo Geral”) que apresentou soluções das questões relacionadas ao racionamento, assim como outras questões relativas a tarifas de energia. O Acordo Geral estabeleceu uma recomposição tarifária para reembolsar as perdas de receita incorridas em função do programa de racionamento de energia elétrica em 2001 e 2002. O aumento nas tarifas vigeu por um período de 74 meses desde fevereiro de 2002. Os valores foram recuperados de acordo com a Força Tarefa para Assuntos Emergentes (FTAE) nº 92-7 “Contabilização para Serviços Regulados por Tarifas para os Efeitos de Determinados Programas de Receita Alternativa” (incluída pelo sub-tópico FASB ASC 980-605 Operações Reguladas – Reconhecimento de Receitas).

Avaliação dos Ativos Permanentes

Possuímos ativos permanentes, inclusive usinas de geração de energia. A maioria desses ativos é o resultado de investimentos recentes de capital e ainda não atingiram o ciclo de vida maduro em construção. Avaliamos o valor contábil e a potencial deterioração desses ativos permanentes sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil não poderá ser recuperado. Os fatores que consideramos para determinar se uma revisão da deterioração será necessária incluem uma significativa queda de desempenho dos ativos relativos a futuros resultados operacionais e tendências significativamente negativas da indústria ou da economia. Determinamos quando uma revisão da deterioração é necessária mediante uma comparação entre os fluxos de caixa futuros não descontados esperados e o valor contábil do ativo. Se o valor contábil do ativo for o maior dos dois valores, uma perda por deterioração é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo exceder o valor de mercado do ativo. O valor de mercado é determinado pelos preços de mercado cotados, estimativas ou mediante a utilização de técnicas de avaliação tais como os fluxos de caixa futuros não descontados esperados. Devemos fazer suposições com relação a esses fluxos de caixa futuros estimados e outros fatores para determinar o valor de mercado dos respectivos ativos. Na determinação dos fluxos de caixa futuros estimados, levamos em conta a experiência passada, bem como expectativas futuras, sendo os fluxos de caixa futuros estimados baseados em tarifas futuras esperadas e demanda futura esperada dos consumidores. Uma redução significativa dos fluxos de caixa efetivos e fluxos de caixa estimados poderá acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Provisão para Contingências

Nossa companhia é parte em processos judiciais no Brasil decorrentes do curso normal dos negócios relativos a questões fiscais, trabalhistas, cíveis entre outras.

Efetuamos a contabilidade de contingências de acordo com a SFAS nº 5, “Contabilidade para Contingências”. Essa declaração foi codificada no Tópico ASC 450 “Contingências”. Tais provisões são estimadas com base em experiências passadas, na natureza das ações, bem como com base na situação atual das ações. A contabilidade das contingências requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição à responsabilidade em potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode se alterar a medida que ocorram novos acontecimentos ou mais informações se tornem disponíveis. O desfecho das contingências pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre nossos resultados operacionais consolidados, fluxos de caixa e situação financeira. A administração exerceu seu melhor julgamento na aplicação do Tópico ASC 450 a essas questões.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Benefícios Pós-Aposentadoria ao Empregado

Patrocínamos um plano de benefício de previdência definido e um plano de contribuição de previdência definido, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. Estabelecemos também planos de seguro saúde e odontológicos pós-aposentadoria e pagamos prêmios de seguro de vida. Contabilizamos esses benefícios de acordo com SFAS nº 87 “Contabilidade para Pensão de Empregados” (incluído no Tópico ASC 715 e SFAS nº 106) “Contabilidade para Benefícios Pós-aposentadoria de Empregados, exceto Pensões”(incluído no Tópico ASC 715). Aplicamos a SFAS 132(R) “Divulgações de Empregadores sobre Pensões e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria” com o fim de divulgar informações acerca de planos de previdência e outros planos de benefícios pós-aposentadoria e também aplicamos a SFAS nº 158 “Contabilidade dos Empregadores para Pensão de Benefício Definido e Outros Planos Pós-aposentadoria”(incluído no Tópico ASC 715).

A determinação do valor de nossas obrigações com pensão ou outros benefícios pós-aposentadoria dependem de certas premissas atuariais. Essas premissas estão descritas na Nota Explicativa 16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outras, a taxa de longo prazo esperada sobre ativos do plano e aumento dos custos de salários e de seguro saúde. De acordo com os USGAAP, os resultados efetivos diferentes de nossas premissas são acumulados e amortizados em períodos futuros e, em geral, afetam nossas despesas reconhecidas e obrigações registradas em tais períodos futuros. Embora acreditemos que nossas premissas sejam adequadas, diferenças significativas em resultados efetivos ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar adversamente de maneira relevante nossas pensões e outras obrigações pós-aposentadoria.

Impostos Diferidos

Contabilizamos os impostos diferidos de acordo com o Tópico FASB ASC 740 (SFAS nº 109 “Contabilidade para Impostos de Renda”), que exige uma abordagem dos ativos e passivos diferidos para determinar impostos atuais e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas vêm sendo tratados como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

Analizamos regularmente nosso ativo do imposto diferido para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação com base na receita tributável passada, receita tributável futura projetada e momento previsto dos estornos das diferenças temporárias existentes. Se formos incapazes de gerar receita futura tributável ou dedutível suficiente, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas ou período de tempo no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, poderemos estar obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação contra todo ou contra uma parcela significativa de nosso ativo fiscal diferido resultando em um aumento substancial em nossa alíquota de imposto e um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais.

Também adotamos a Interpretação FASB nº 48. “Contabilidade para Situações Tributárias Incertas”(incluída no Tópico FASB ASC 740, Imposto de Renda), em 1º de janeiro de 2007, que recomenda um atributo de reconhecimento de entrada e medidas para a demonstração financeira de uma posição tarifária já tomada ou esperada. Essa interpretação resultou num aumento da confiança e comparabilidade em relatórios financeiros de tributos sobre a renda, pois todas as posições tributárias contabilizadas de acordo com o Tópico ASC 740 serão avaliadas para reconhecimento, contabilização e medição utilizando-se de critérios consistentes. Essa adoção não resultou em nenhum ajuste relevante nos relatórios financeiros da Companhia.

Depreciação

A depreciação é calculada utilizando o método de depreciação linear, a taxas anuais com base no tempo de vida útil estimado do ativo, de acordo com a regulação da ANEEL e práticas do setor no Brasil. Caso o tempo de vida útil diferir daquele previsto, poderá haver um impacto no montante da depreciação acumulada em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma diminuição significativa da vida útil estimada de parcela relevante do ativo imobilizado ou dos ativos do consórcio do projeto de geração de energia elétrica do qual participamos poderia acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais no período no qual a estimativa for revisada e em períodos subsequentes.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Provisão para Devedores Duvidosos

Registramos provisão para devedores duvidosos em valor que, segundo nossa estimativa, é suficiente para cobrir perdas atualmente previsíveis.

Monitoramos continuamente cobranças e pagamentos efetuados por clientes e revisamos e refinamos nosso processo de estimativas. Uma mudança futura em nossas estimativas poderia resultar no aumento da provisão para devedores duvidosos, o que poderia causar um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Pronunciamentos Recentes de USGAAP

- **Transferências e Serviços (ASC 860), Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (ASU 2009-16)**

O FASB emitiu a Atualização dos Padrões Contábeis ASU N° 2009-16, Transferências e Serviços (Tópico 860): Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (Resolução FASB No. 166, Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros - um aditamento à Resolução FASB No. 140) em dezembro de 2009. O ASU 2009-16 removeu o conceito de Entidade Qualificada de Propósitos Específicos (*Qualifying Special Purpose Entity* – “QSPE”) do Tópico ASC 860, Transferências e Serviços, e a exceção da aplicabilidade do ASC 810-10 para QSPEs, passando a requerer aos cedentes dos ativos financeiros que avaliem a hipótese de consolidação dos cessionários que anteriormente eram considerados QSPEs. O cedente impôs restrições aos cessionários que tinham como único propósito realizar a securitização ou atividades de garantias de financiamentos com ativos que são avaliadas da mesma maneira nos termos das disposições da ASU, uma vez que o cedente impôs restrições às QSPEs que eram avaliadas sob as disposições do Tópico 860 antes da data de entrada em vigor do ASU, quando da determinação se uma transferência de ativos financeiros seria qualificada para contabilização da venda. A ASU também esclarece o critério de contabilização de venda do Tópico 860 relativo ao isolamento legal e controle efetivo e cria condições mais rígidas para reportar a transferência de uma parcela de ativos financeiros como uma venda. O ASU encontra-se em vigor desde 15 de dezembro de 2009, não devendo ser adotado anteriormente à essa data. A Companhia prevê que a adoção do ASU 2009-16 não terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas.

- **Consolidação (ASC 810), Melhorias no Fornecimento de Informações Financeiras por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Variável (ASU 2009-17)**

O FASB emitiu o ASU 2009-17, Consolidações (Tópico 810): Melhorias no Fornecimento de Informações Financeiras por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Variável (Declaração FASB No. 167, Aditamentos à Interpretação FASB No. 46 (R)) em dezembro de 2009. O ASU 2009-17, que adita as subseções Entidades de Participação Variável (*Variable Interest Entity* – “VIE”) do Sub-tópico ASC 810-10, Consolidação – Global, revisa o critério para determinação do principal beneficiário de uma VIE que passou de um cálculo primário quantitativo de riscos e retornos baseado nas expectativas de perdas e retornos residuais de uma VIE para uma análise primária qualitativa baseada na identificação da pessoa, ou grupo de pessoas (se houver), que possua: (a) o poder de influenciar as atividades que impactam de forma mais significativa a performance econômica de uma VIE ou (b) a obrigação de absolver os prejuízos de uma VIE, ou o direito de receber os benefícios da VIE, que poderiam ser relevantes à mesma. O ASU dispõe que os direitos de exclusão de sócios e de participação sejam ignorados na avaliação se o detentor de uma participação variável se enquadrar no critério de poder, a não ser que tais direitos sejam exercidos unilateralmente por uma pessoa ou grupo de pessoas. O ASU também modifica o critério para se determinar se os valores pagos por uma entidade a um tomador de decisões ou a outro prestador de serviços configuram uma participação variável na entidade e revisa o escopo do Tópico 810 que define uma entidade como uma VIE se o grupo de investidores cujas participações estão sujeitas a riscos não possui o direito de controlar a entidade por meio de suas participações acionárias para resolver o impacto dos direitos de exclusão de sócio e de participação na análise. Finalmente, o ASU adiciona um novo requisito para reconsiderar se a entidade é uma VIE, caso os detentores de participações acionárias sujeitas a risco percam o poder, por meio dos direitos de tais participações, de dirigir as atividades que impactam a performance das atividades econômicas da VIE de uma maneira mais significativa e impõem à companhia a obrigação de reavaliar de forma permanente se esta é a primeira beneficiária de uma VIE. O ASU encontra-se em vigor para os períodos iniciados após 15 de dezembro de 2009, não devendo ser adotado anteriormente à essa data. A Companhia prevê que a adoção do ASU 2009-17 não terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- **Codificação**

O FASB emitiu a Atualização de Padrões Contábeis a ASU No. 2009-01 em junho de 2009. Essa atualização, também emitida como Resolução de Padrões Contábeis Financeiros do FASB (*FASB Statement of Financial Accounting Standards – SFAS*) No. 168, e “A Codificação dos Padrões Contábeis do FASB e a Hierarquia dos Princípios Contábeis Geralmente Aceitos” (“*The FASB Accounting Standards Codification and the Hierarchy of Generally Accepted Accounting Principles*”) é aplicável às demonstrações financeiras divulgadas após 15 de setembro de 2009. A ASU N° 2009-01 requer que a ASC do FASB se torne a única fonte oficial de princípios contábeis geralmente aceitos reconhecidos pelo FASB para entidades não governamentais. A codificação tem como objetivo simplificar o acesso do usuário a todos os padrões contábeis oficiais por meio da reorganização de todos os pronunciamentos GAAP em aproximadamente 90 tópicos contábeis em uma estrutura consistente. Todos os níveis anteriores (a) – (d) dos padrões US GAAP emitidos pelo legislador são substituídos. Os níveis (a) – (d) do US GAAP se referem à hierarquia de contabilização anteriormente adotada. Qualquer outra norma não incluída na Codificação não é considerada oficial. Seguindo essa Resolução, o FASB não irá emitir novos padrões na forma de Resoluções, Posicionamento do *Staff* do FASB, ou Resumos de Força Tarefa sobre Questões Emergentes. Ao contrário, ela emitirá ASUs. O FASB não irá considerar as ASUs como impositivas por si só. As ASUs terão como objetivo atualizar a Codificação. A CEMIG adotou as ASUs em 1º de julho de 2009.

- **Resolução do FASB No. 157, Mensuração do Valor Justo (*FASB Statement No. 157, Fair Value Measurements – “SFAS 157”*)**

Em 1º de janeiro de 2009, a Companhia implementou o SFAS No. 157 “Mensuração do Valor Justo” para ativos e passivos não-financeiros avaliados pelo valor de mercado, com exceção daqueles que são reconhecidos ou divulgados em bases recorrentes (pelos menos anualmente). Essa Resolução foi codificada no Tópico ASC 820 “Avaliação por Valor de Mercado e Divulgações”. Não houve impacto em nossas demonstrações financeiras consolidadas devido à implementação desse Tópico para ativos e passivos não financeiros, a não ser as divulgações adicionais que foram incorporadas à Nota Explicativa 25 de nossas demonstrações financeiras.

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes cativos, são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas.”

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de energia elétrica em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia elétrica que lhes é disponibilizada por nossa companhia de acordo com contratos firmados com tais consumidores, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia elétrica comprada por nossa Companhia são determinadas com referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados. No caso de Itaipu, temos o compromisso de comprar 17,3% do montante de sua capacidade que o Brasil está obrigado a comprar, a um preço fixo, denominado em dólares, pago três vezes por mês, a taxas de câmbio determinadas por ocasião de cada pagamento.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por MWh) e volume (por GWh) componentes da compra e venda de energia elétrica nos períodos indicados. O termo “tarifa média” se refere a receitas segundo a classe de consumidor, divididas pelos MWh utilizados por essa classe. Por conseguinte, essas tarifas médias não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R\$/MWh)			
Tarifa industrial	160,90	145,09	132,99
Tarifa residencial	516,34	473,06	517,98
Tarifa comercial	427,47	429,12	453,66
Tarifa rural	253,17	241,29	268,64
Tarifa de serviços públicos e outros	305,23	301,42	313,73
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	22.113	26.198	24.183
Consumidores residenciais	7.774	7.164	6.813
Consumidores comerciais	4.674	4.423	4.111
Consumidores rurais	2.208	2.296	2.200
Serviços públicos e outros consumidores	2.847	2.810	2.738
Tarifa média (R\$/MWh)	277,51	244,74	254,49
Receita total (milhões de R\$)	10.994	10.497	10.191
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	14.039	11.162	12.755
Tarifa média (R\$/MWh)	110,05	82,60	86,87
Receita total (milhões de R\$) (1)	1.545	922	1.108
Compras de Energia elétrica de Itaipu:			
Volume (GWh)	8.889	9.021	12.135
Custo médio (R\$/MWh)	97,31	86,02	82,40
Custo total (milhões de R\$)	865	776	1.000

(1) Não inclui R\$137 milhões, R\$147 milhões e R\$26 milhões relativos a negociações de energia na CCEE durante 2009, 2008 e 2007, respectivamente.

Tarifas de distribuição

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a Cemig Distribuição está autorizada a cobrar pela geração e distribuição de energia elétrica. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a ANEEL em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas.

A ANEEL aprovou uma recomposição tarifária extraordinária destinada a compensar as companhias de geração e distribuição por perdas incorridas em decorrência do Plano de Racionamento de Energia. Vide “– Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica”.

A ANEEL emitiu a Resolução nº 626 em 7 de abril de 2008, que estabeleceu os resultados da nossa segunda revisão periódica. Entretanto, tais resultados foram considerados provisórios, já que a ANEEL, por meio de audiência pública, tem alterado a legislação relativa ao processo de revisão. A ANEEL reemitiu o resultado da segunda revisão periódica da CEMIG com base nos resultados dessa audiência pública. Os componentes finais foram os seguintes: (i) aumento de 19,62% no Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 1,88% devido à variação intra-anual de custos fixos, ou CVA; (iii) aumento de 7,38% devido aos ativos regulatórios diferidos; (iv) um aumento de 4,29% devido à antecipação de subsídios em tarifas; e (v) um aumento de 1,35% devido a outros reajustes financeiros. Ao considerar esses componentes financeiros, as taxas diminuíram, em média, 8,48%. A diferença entre a taxa de revisão final e a provisória, entre 8 de abril de 2008 e sua reedição em 7 de abril de 2009, foi considerada no reajuste anual de 2009. Esperamos que tais reduções de tarifas continuem ocorrendo, uma vez que nossos contratos de concessão são regulados por um regime de determinação de preços máximos. Durante as revisões periódicas, nossos ganhos de produtividade são repassados aos consumidores por meio de reduções tarifárias.

Em 24 de março de 2009, a ANEEL divulgou os resultados definitivos da segunda revisão periódica de tarifa por meio da Resolução nº 787. De acordo com essa resolução, as tarifas de distribuição da Cemig Distribuição caíram 19,62%.

A ANEEL emitiu a Resolução 797 em 07 de abril de 2009, a qual estabeleceu o nosso reajuste tarifário anual médio de 20,81%. Os resultados foram os seguintes: (i) um aumento de 15,01% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) um aumento de 4,15% devido à variação intra-anual de custos fixos; (iii) uma redução de 3,47% devido à diferença entre o resultado provisório e o resultado final da segunda revisão periódica; (iv) um aumento de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

3,47% devido à antecipação de subsídios em tarifas concedidos a determinados tipos de consumidores; e (v) um aumento de 1,65% devido a outros reajustes financeiros.

Em 6 de abril de 2010, a ANEEL determinou um ajuste tarifário anual de 7.58%. Os componentes desse aumento são os seguintes: (i) aumento de 3,41% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 1,45% devido à variação intra-anual dos custos fixos; (iii) aumento de 6.35% devido à antecipação dos subsídios sobre tarifas em relação a certos consumidores e (iv) redução de 5,59% devido a outros ajustes financeiros.

Os usuais reajustes anuais e revisões de 2010, 2009 e 2008, com seus respectivos componentes, estão demonstrados a seguir:

	2010	2009	2008
Ajuste médio da taxa anual/periódica	7,58%	20,81%	(8,48)%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	3,41%	15,01%	(19,62)%
Ativo regulatório diferido		7,38%	
Variação intra-anual de custos fixos (CVA)	-1,45%	4,15%	1,88%
Ajuste relativo à nova emissão da segunda revisão periódica		(3,47)%	
Antecipação dos subsídios sobre as taxas	6,35%	3,47%	4,29%
Outros ajustes financeiros	-5,59%	1,65%	1,35%

Taxas de transmissão

O reajuste sobre as receitas das redes de transmissão de energia elétrica detidas pela CEMIG, conforme especificado no contrato de concessão, ocorre anualmente em junho, afetando nossos resultados em julho. O contrato também estabelece um período de quatro anos entre as revisões periódicas.

Em 2009, a ANEEL realizou nossa primeira revisão periódica com resultados retroativos a 2005, uma vez que a metodologia e as normas a serem aplicadas pela ANEEL estavam em desenvolvimento à época. Os resultados refletem uma reavaliação em toda a base de ativos da Cemig Geração e Transmissão e uma revisão dos custos operacionais permitidos. A ANEEL emitiu a Resolução No. 836 em 23 de junho, estabelecendo os resultados em conexão com as exigências de receitas de transmissão de serviços públicos. A revisão permitiu um aumento nas receitas anuais de 5,35%, retroativo a 2005. A recuperação das receitas representa R\$ 158 milhões e será recebida em 24 meses.

O contrato de concessão prevê que as exigências de receitas sejam reajustadas anualmente por causa da inflação de acordo com o Índice de Preço de Mercado Geral, ou IGP-M. Esse índice IGP-M aumentou 3,64% de junho de 2008 a maio de 2009. Devido ao fato dessa revisão periódica ter aumentado as exigências em termos de receitas de transmissão, o ajuste da taxa anual determinado pelo regulador representou um aumento de 9,18% nas taxas em 2009.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos resultaram na queda anormal do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas requerendo redução no consumo de energia em resposta a tais condições (“Plano de Racionamento de Energia Elétrica”). As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 28 de fevereiro de 2002.

Em 12 de dezembro de 2001, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse acordo previa que companhias de distribuição e geração de energia elétrica no Brasil, como nossa companhia, fossem recompensadas pelas perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e pela compra de energia na CCEE, conforme aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação seria realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

futuras vendas de energia e as companhias tinham o direito de usar esse aumento da tarifa por um período médio de 74 meses, encerrado em Março de 2008. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual

Nós possuímos uma conta a receber do Governo Estadual, referida como a Conta CRC, que totalizava R\$1.824 milhões em 31 de dezembro de 2009. Nossa liquidez é afetada por pagamentos efetuados pelo Governo Estadual em relação à Conta CRC. O acordo entre a CEMIG e o Governo Estadual que regula a Conta CRC é referido como o Contrato da Conta CRC, o qual foi aditado cinco vezes, conforme descrito a seguir.

Em 24 de janeiro de 2001, o primeiro aditamento ao contrato da Conta CRC substituiu o índice de correção monetária da UFIR para o IGP-DI, retroativo a novembro de 2000, uma vez que a UFIR foi extinta em outubro de 2000.

O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento à nossa companhia nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou 2002 e conseqüentemente, em outubro de 2002, o segundo e terceiro aditamento ao Contrato da Conta CRC foram assinados, o que separou o débito em dois montantes e estabeleceu novos termos de pagamento. Em 2003 e 2004, compensamos uma parcela desses valores vencidos em 2001 e 2002 mediante pagamentos de juros sobre capital próprio que somos obrigados a efetuar ao Governo Estadual na qualidade de nosso acionista. Nós registramos uma provisão para perdas até a data de 31 de dezembro de 2004 para a quantia total do segundo aditamento, já que o Governo Estadual não havia feito pagamentos neste balanço desde janeiro de 2003 e o segundo aditamento não proporcionou nenhuma garantia. O terceiro aditamento estipulou que a garantia relacionada aos dividendos a serem pagos ao Governo Estadual poderá ter eficácia mesmo depois do termo original do aditamento. As nossas estimativas de longo prazo do lucro líquido futuro indicaram que os dividendos a serem pagos ao Governo Estadual serão suficientes para recuperar a quantia devida sobre o terceiro aditamento e em consequência, nenhuma provisão para perdas foi constituída.

Considerando que o Governo Federal não efetuava os pagamentos a nós devidos, nos termos do Contrato CRC, desde 2001, e, com a finalidade de assegurar o pagamento integral à CEMIG das parcelas devidas pelo Governo Estadual sob o saldo da Conta CRC, o Quarto Aditivo ao Contrato da Conta CRC foi celebrado em 23 de janeiro de 2006. De acordo com o Quarto Aditivo, o Governo Estadual irrevogavelmente concordou em pagar o saldo devedor da Conta CRC, correspondendo a R\$2.942 milhões em 31 de dezembro de 2004, acrescido de juros, por meio da autorização à CEMIG de reter 65% dos dividendos ordinários e juros sobre capital devidos ao Governo Estadual. O saldo devedor está sujeito à correção monetária pela inflação por meio da variação do índice IGP-DI e suportará juros de 8,18% ao ano, capitalizados de forma semestral.

De acordo com o Quarto Aditivo ao Contrato CRC, caberá ao Estado efetuar 61 pagamentos semestrais, com vencimento em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano. O Quarto Aditivo se aplica retroativamente a 31 de dezembro de 2004, data em que o saldo em aberto na Conta CRC montava a R\$2.941,6 milhões, com o primeiro pagamento datado de 30 de junho de 2005 e o pagamento final sendo devido em 30 de junho de 2035. Os pagamentos semestrais serão reajustados pela inflação por meio do índice IGP-DI. A porcentagem de 65% dos dividendos e juros sobre capital retidos pela CEMIG deverá ser aplicada na seguinte ordem: (i) a liquidação de qualquer parcela anteriormente devida, (ii) a liquidação da parcela relativa ao semestre no qual o dividendo ou juros sobre capital ocorra, (iii) pré-pagamento de até duas parcelas e (iv) amortização do saldo devedor de acordo com a Conta CRC.

Um Quinto Aditivo à Conta CRC foi celebrado pela CEMIG e pelo Governo do Estado em 12 de setembro de 2007. O Quinto Aditivo ajusta o saldo negativo do Contrato CRC, de R\$2.839,5 milhões, de acordo com uma provisão no Quarto Aditivo no qual as partes reconheceram que havia uma divergência em relação ao saldo negativo do Contrato CRC em 31 de dezembro de 2004. A aprovação do Quinto Aditivo ao Contrato CRC foi concedida pelo Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Conta CRC da CEMIG, ou FIDC, para o qual os recebíveis da Conta CRC foram transferidos em janeiro de 2006.

Se a retenção de dividendos ordinários e juros sobre capital próprio não for suficiente para cobrir as parcelas aplicáveis, a começar em 1º de janeiro de 2008, a CEMIG terá o direito de reter até 65% de quaisquer dividendos extraordinários ou juros sobre participação devidos ao Governo Estadual para o pagamento daquela parcela. Além disso, se a soma de 65% dos dividendos ordinários e juros sobre capital próprio e dividendos extraordinários sobre juros e capital não forem suficientes para cobrir uma parcela devida, a CEMIG terá o direito

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

de reter 100% de tais dividendos e juros sobre capital, a começar no semestre imediatamente após aquele do vencimento da parcela anterior devida. Ademais, se houver uma redução na participação acionária do Governo Estadual na CEMIG, a porcentagem de retenção será automaticamente reajustada para cima, a fim de que o valor do dividendo retido permaneça o mesmo equivalente a 65% de dividendos calculados com base participação na companhia detida pelo Governo Estadual.

Em janeiro de 2006, nós criamos o Cemig – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Conta CRC, ou FIDC. Cedemos todos os nossos recebíveis sob o Contrato da Conta CRC ao FIDC. O valor dos recebíveis da Conta CRC transferido ao FIDC era de R\$1.659 milhões em 27 de janeiro de 2006 e a estrutura de capital do FIDC é composta de R\$900 milhões de quotas seniores detidas por terceiros e aproximadamente R\$759 milhões de quotas subordinadas detidas por nós. O FIDC está totalmente consolidado por nós e as cotas sênior estão registradas como financiamentos de longo-prazo.

A Companhia constituiu provisão para perdas relacionadas aos recebíveis relativos à Conta CRC nos termos do Quarto Aditamento ao Contrato da Conta CRC no montante de R\$115 milhões em 2009, R\$492 milhões em 2008 e R\$372 milhões em 2007 e provisão de reversão de prejuízos de R\$99 milhões em 2006. Nossa estimativa de lucro futuro usada para o cálculo de tal provisão não levou em consideração as aquisições de novos ativos previstas em nosso planejamento estratégico de longo prazo.

Taxas de Câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em reais. Embora as compras de energia elétrica de Itaipu realizadas por nossa companhia sejam denominadas em dólares dos Estados Unidos, o correspondente risco de taxa de câmbio não é mais refletido em nossas receitas operacionais e despesas operacionais em razão de alterações efetuadas em 2001 na legislação cambial que permitem às prestadoras de serviços públicos de energia elétrica como nossa companhia registrar perdas cambiais relacionadas a compras de Itaipu como ativo regulatório diferido. No entanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar dos Estados Unidos ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes a correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Em 2009, valemo-nos de instrumentos financeiros, tais como *swaps* de taxa de juros, para reduzir o risco de flutuações das taxas de câmbio. Em 31 de dezembro de 2009, firmamos contratos de *swap* no valor nominal de US\$8 milhões e, com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base na variação do dólar dos Estados Unidos em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário, ou taxa CDI. Vide as Notas Explicativas 2(d), 14, 22, 24 e 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Desverticalização

Em 2004, passamos por um processo de reorganização de nossa estrutura societária a fim de atender à Lei 10.848/04 que estabelece que uma companhia de distribuição de energia elétrica não pode dedicar-se a outras atividades como geração e transmissão de energia elétrica. Foram criadas duas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição que ficaram encarregadas, respectivamente, das atividades de geração e transmissão de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica. Este processo foi finalizado pela ANEEL, no que tange às concessões de distribuição e transmissão por meio da celebração de aditamentos aos contratos de concessão existentes e foi finalizado em relação à concessão de geração mediante a convocação pela ANEEL para a celebração do respectivo aditivo em 22 de outubro de 2008.

Seguindo a desverticalização das operações da CEMIG, a ANEEL determinou que a CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão deveriam preparar um “acordo de cooperação” formal e submetê-lo para aprovação pela ANEEL. Este acordo visa a regular o uso comum de recursos humanos ou físicos quando eles são divididos pelas concessionárias e a divisão e reembolso de custos incorridos por cada companhia. O acordo foi aprovado em 29 de outubro de 2008, por meio do Despacho nº 3924-SFF da ANEEL.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Apresentação de Informações Financeiras e Considerações Fiscais

A desverticalização não acarretou diferenças relevantes na apresentação de nossas informações financeiras em conformidade com os USGAAP ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição estão consolidados com os nossos. Nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, não apresentou alteração relevante como consequência da desverticalização. Entretanto, nossos resultados operacionais foram prejudicados em consequência da incidência de certos impostos brasileiros sobre a receita. Os impostos incidentes sobre as receitas, que afetaram de modo adverso os resultados operacionais, referem-se à Contribuição para Seguridade Social, ou COFINS, e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor, ou PASEP, e foram taxados sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de aproximadamente 4,65% de dezembro de 2002 a janeiro de 2004 e 3,65% de janeiro a novembro de 2002. Desde fevereiro de 2004, a alíquota combinada dessas contribuições é 9,25% da receita bruta, sendo permitidas certas deduções da base de cálculo. Em razão da desverticalização, os impostos sobre receita foram cobrados das subsidiárias com relação às receitas da subsidiária de geração e, em separado, com relação às receitas da subsidiária de distribuição.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2009 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2008

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 12,9%, de R\$9.828 milhões em 2008 para R\$11.100 milhões em 2009.

	<u>2009</u>	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2008</u>	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2009 x 2008 - %</u>
	(em milhões de R\$)		(em milhões de R\$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	10.994	99,0	10.497	106,81	4,7
Venda de energia elétrica ao sistema interconectado	1.682	15,2	1.069	10,9	57,3
Utilização das redes de transmissão e distribuição básicas	1.999	18,01	1.865	19,0	3,3
Outras receitas operacionais	277	2,5	241	2,4	14,9
Tributação sobre as receitas	(3.852)	(34,7)	(3.844)	(39,1)	-
Total das receitas operacionais líquidas	<u>11.100</u>	<u>100,0</u>	<u>9.828</u>	<u>100,0</u>	<u>12,3</u>

As receitas de venda de energia elétrica aos consumidores finais aumentaram 4,7%, de R\$10.497 milhões em 2008 para R\$10.994 milhões em 2009 devido a reajustes tarifários com aumento de 6,2% em 2009 e uma redução de 0,7% no volume de nossas vendas de energia elétrica em 2009, compensado pelo decréscimo de 12,8% da tarifa média em 2009. Os encargos TUSD relativos à utilização da rede de distribuição total dos Consumidores Livres, os quais começaram a ser cobrados separadamente em 2004 e registrados em “Uso das redes básicas de transmissão e distribuição”, totalizaram R\$1.121 milhões em 2009 em relação aos R\$1.266 milhões em 2008. Esse decréscimo de deveu à redução de 3,15% da taxa média e também à redução no volume de utilização das redes de distribuição relacionada à crise econômica global. A venda de energia elétrica a consumidores finais e as receitas TUSD aumentaram 3,0% em 2009 em relação a 2008.

A venda de energia elétrica ao sistema interconectado totalizou R\$1.682 milhões em 2009, um aumento de 57,3% em relação aos R\$1.069 milhões em 2008. O volume de energia vendida para suprir o sistema interconectado em 2009 foi de 14.039 GWh, comparado a 11.162 GWh em 2008. A tarifa média de venda de 2009 foi de R\$125.000/MWh para R\$145, 77/MWh, comparada a R\$82,60 / MWh em 2008, e a R\$86,87 / MWh em 2007.

As receitas provenientes da utilização da rede de transmissão básica aumentaram R\$134 milhões, ou 7,2%, de R\$1.865 milhões em 2008 para R\$1.999 milhões em 2009. Essa variação é derivada principalmente das receitas extraordinárias registradas em 2009, de R\$158 milhões, devido à Revisão Tarifária da Cemig Geração e Transmissão, cujos efeitos foram registrados no período entre 1º de julho de 2005 e 30 de junho de 2009. Vide Nota Explicativa 27 às demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os impostos sobre as receitas totalizaram R\$3.852 milhões em 2009, comparados aos R\$3.844 milhões em 2008, não apresentando variação relevante. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,65%. Vide Nota Explicativa 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais aumentaram 13,8%, totalizando R\$ 8.581 milhões em 2009, comparados com R\$7.541 milhões em 2008. Esse aumento resultou principalmente de energia elétrica adquirida para revenda, utilização da rede básica de transmissão, despesas com pessoal, encargos regulatórios e serviços de terceiros.

Outras despesas aumentaram 18,5%, de R\$410 milhões em 2008 para R\$486 milhões em 2009, principalmente devido a provisões de R\$241 milhões em 2009 para contingências relativas a devedores duvidosos e ações civis, comparadas a provisões de R\$116 milhões em 2008. Vide Nota Explicativa 20 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

	<u>2009</u> (em milhões de R\$)	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2008</u> (em milhões de R\$)	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2009 em relação a 2008 - %</u>
Energia comprada para revenda.....	(3.061)	(27,6)	(2.267)	(23,1)	35,0
Utilização das redes básicas de transmissão.....	(756)	(6,8)	(634)	(6,5)	19,2
Depreciação e amortização	(711)	(6,4)	(769)	(7,8)	(7,5)
Pessoal.....	(1.190)	(10,7)	(1.004)	(10,2)	18,5
Encargos regulatórios.....	(1.142)	(10,3)	(1.024)	(10,4)	11,5
Serviços de terceiros	(729)	(6,6)	(605)	(6,2)	20,5
Benefícios pós-aposentadoria	(176)	(1,6)	(277)	(2,8)	(36,5)
Materiais e insumos	(105)	(1,0)	(170)	(1,7)	(38,2)
Reversão (provisão) de perdas sobre os ativos regulatórios diferidos	8	0,1	(19)	(0,2)	-
Participação nos lucros	(233)	(2,1)	(362)	(3,7)	(35,6)
Outros.....	(486)	(4,4)	(410)	(4,2)	18,5
Total de custos e despesas operacionais.....	(8.581)	(77,3)	(7.541)	(76,7)	13,8

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobras e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e por meio de contratos bilaterais. A energia comprada da revenda aumentou 35%, de R\$2.267 milhões em 2008 para R\$3.061 milhões em 2009. Os valores de energia elétrica comprada para revenda registrados na demonstração do resultado referem-se aos montantes incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com o Tópico FASB ASC 980 – Operações Regulamentadas (Declaração FASB No. 71 - Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação. Vide Nota Explicativa 20 em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização da rede de transmissão básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos de utilização da rede de transmissão básica são custos fixos, os quais aumentaram 19,2%, de R\$634 milhões em 2008 para R\$756 milhões em 2009. Esse aumento de custos se deveu a um aumento de 18,01% nas taxas para utilização das redes básicas de transmissão e a um pequeno aumento no montante de capacidade de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

energia elétrica atribuído às companhias de transmissão. O valor registrado na demonstração do resultado refere-se aos valores incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 “Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação”.

As despesas com depreciação e amortização diminuíram 7,5%, de R\$769 milhões em 2008 para R\$711 milhões em 2009. Essa redução resultou do ativo imobilizado, que foi integralmente depreciado durante os exercícios fiscais de 2008 e 2009.

As despesas com pessoal aumentaram 18,5%, de R\$1.004 milhões em 2008 para R\$1.190 milhões em 2009. Esse aumento deveu-se (i) a aumentos salariais de 7,26% e 4,88% concedidos aos empregados em novembro de 2008 e 2009, respectivamente; (ii) a despesas relativas a desligamentos de R\$206 milhões em 2009, nos termos do Plano de Demissão Voluntária Temporário; e (iii) à menor transferência de custos de despesas com pessoal para trabalhos em curso (R\$151 milhões em 2009 em relação a R\$161 milhões em 2008), devido a menores atividades de investimentos de capital em 2009. Vide Nota Explicativa 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos regulatórios aumentaram 11,5%, de R\$1.024 milhões em 2008 para R\$1.142 milhões em 2009, principalmente devido ao aumento de R\$46 milhões na utilização da quota de combustível e ao aumento de R\$44 milhões na conta de desenvolvimento de energia. Tal quota representa as contribuições realizadas pelas concessionárias de energia elétrica para subsidiar os custos de combustível utilizado no processo de geração de energia elétrica das termelétricas no sistema brasileiro. Os valores registrados na demonstração do resultado relativos aos encargos regulatórios referem-se aos montantes de fato incluídos no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com o Tópico FASB ASC 980.

As despesas com serviços de terceiros aumentaram 20,5%, de R\$605 milhões em 2008 para R\$729 milhões em 2009. O aumento resultou principalmente do aumento de custos em 2009 relativos à manutenção e conservação de instalações, equipamentos e terceirização, agentes de cobrança e serviços terceirizados.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria diminuíram 36,5%, de R\$227 milhões em 2008 para R\$176 milhões em 2009. Essas despesas representam primeiramente juros sobre passivos atuariais, líquidos do retorno esperado sobre os ativos do plano, conforme estimado por um especialista externo. As despesas menores em 2009 decorreram da maior lucratividade dos ativos do plano comparada ao aumento das taxas de juros utilizada para calcular nossa Obrigação Atuarial Projetada. Vide Nota Explicativa 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos de R\$8 milhões em 2009 em relação à provisão para perdas de R\$19 milhões em 2008. A reversão (provisão) registrada relaciona-se aos valores que a CEMIG recebe de outras companhias de distribuição em conexão com as transações de energia da CCEE/MAE durante o Plano de Racionamento de Energia Elétrica. Essas companhias de distribuição têm tempo limitado, conforme determinado pela ANEEL, para transferir os valores devidos a nossa Companhia. Vide Nota Explicativa 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A participação nos lucros diminuiu 35,6%, de R\$362 milhões em 2008 para R\$233 milhões em 2009. Essa redução resultou de um menor valor de pagamento estabelecido de acordo com os contratos trabalhistas coletivos celebrados entre a CEMIG e os sindicatos em novembro de 2009. Vide Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas aumentaram 18,5%, de R\$410 milhões em 2008 para R\$486 milhões em 2009, principalmente devido a provisões para contingências no valor de R\$177 milhões devido a um acordo celebrado com um consumidor relevante, parcialmente compensado pelos R\$ 31 milhões relativos à provisão para contingências legais relativas a ações trabalhistas. Vide Nota Explicativa 17 e 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Operacional

Como resultado do acima exposto, registramos um lucro operacional de R\$2.519 milhões em 2009, em relação ao lucro operacional de R\$2,287 milhões em 2008.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Receitas Financeiras Líquidas

Nossas receitas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas, ganhos cambiais, reajuste monetário sobre ativos regulatórios diferidos e (ii) despesas financeiras, compostas, principalmente, de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, a qual foi extinta em janeiro de 2008, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, correção monetária sobre obrigações regulatórias diferidas e outras despesas. Registramos despesas financeiras líquidas de R\$109 milhões em 2009 em relação à receita financeira líquida de R\$17 milhões em 2008, principalmente devido à redução de 64,7% na correção monetária sobre os ativos regulatórios diferidos, líquidos das obrigações em 2009. Tal redução resultou, principalmente, de uma redução de ativos em conexão com o ajuste diferido em 2009 em relação ao ano de 2008, devido ao recebimento de valores devidos nas contas de energia elétrica pagos pelos clientes.

Lucro Não-Operacional

Registramos lucro não-operacional no valor de R\$165 milhões em 2009 em relação ao lucro não-operacional de R\$204 milhões em 2008. O lucro não-operacional registrado em 2009 relaciona-se ao nosso investimento na Light e em outras companhias controladas em conjunto. Vide Nota Explicativa 9 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos Sobre o Lucro

Os impostos sobre o lucro totalizaram uma despesa de R\$807 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R\$2.575 milhões em 2009, em relação à despesa de R\$755 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R\$2.508 milhões em 2008. A principal diferença em 2009 entre o imposto de renda calculado à taxa estatutária e a despesa de imposto de renda registrada é o benefício fiscal devido principalmente ao capital das sociedades investidas e juros sobre o capital. Vide Nota Explicativa 5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos um lucro líquido de R\$1.768 milhões em 2009 comparado ao lucro líquido de R\$1.753 milhões em 2008.

Outros Lucros (Prejuízos) Abrangentes

Outros lucros abrangentes totalizaram R\$253 milhões em 2009 em relação aos R\$299 milhões em 2008. Essa variação foi resultado de um aumento na situação descoberta dos benefícios de pós-aposentadoria em 2009, como resultado de um aumento dos ativos do plano em relação à obrigação dos benefícios projetada em tal ano. O aumento dos ativos do plano ocorreu devido à maior lucratividade dos investimentos em ações em 2009 comparados a 2008.

Outros Lucros Abrangentes

Devido aos fatores mencionados acima, o lucro abrangente totalizou R\$2.021 milhões em 2009 em relação aos R\$2.052 milhões em 2008.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2008 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 4,2%, de R\$9.430 milhões em 2007 para R\$9.828 milhões em 2008.

	<u>2008</u>	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2007</u>	<u>% das receitas operacionais líquidas</u>	<u>2008 x 2007 - %</u>
	(em milhões de R\$)		(em milhões de R\$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	10.497	106,81	10.191	108,10	3,00
Venda de energia elétrica ao sistema interconectado	1.069	10,9	1.134	12,0	(5,7)
Utilização das redes de transmissão e distribuição básicas	1.865	19,0	1.705	18,1	9,4
Outras receitas operacionais	241	2,4	236	2,5	2,1
Tributação sobre as receitas	(3.844)	(39,1)	(3.836)	(40,7)	0,2
Total das receitas operacionais líquidas	<u>9.828</u>	<u>100,0</u>	<u>9.430</u>	<u>100,0</u>	<u>4,2</u>

As receitas de venda de energia elétrica aos consumidores finais aumentaram 3,00%, de R\$10.191 milhões em 2007 para R\$10.947 milhões em 2008 devido a reajustes tarifários com aumento de 5,2% em abril de 2007 e um aumento de 6,4% no volume de nossas vendas de energia elétrica a consumidores finais em 2008, compensado pelo decréscimo de 3,83% da tarifa média em 2008, conforme redução das tarifas da Cemig Distribuição nos termos da Revisão Tarifária de 8 de abril de 2008. Os encargos TUSD relativos à utilização da rede de distribuição total dos Consumidores Livres, os quais começaram a ser cobrados separadamente em 2004 e registrados em “Uso das redes básicas de transmissão e distribuição”, totalizaram R\$1.266 milhões em 2008 em relação aos R\$1.173 milhões em 2007. A venda de energia elétrica a consumidores finais e as receitas TUSD aumentaram 4,6% em 2008 em relação a 2007.

A venda de energia elétrica ao sistema interconectado totalizou R\$1.069 milhões em 2008, um decréscimo de 5,7% em relação aos R\$1.134 milhões em 2007. O volume de energia vendida para suprir o sistema interconectado em 2008 foi de 11.162 GWh, comparado a 12.755 GWh em 2007. A tarifa média de venda de 2008 foi de R\$82,60 /MWh, comparada a R\$86,87 / MWh em 2007.

O lucro proveniente da utilização da rede de transmissão básica aumentou R\$160 milhões, ou 9,4%, de R\$1.705 milhões em 2007 para R\$1.865 milhões em 2008. Essa variação é derivada (i) do aumento de 11,8%, em julho de 2008, das receitas permitidas no setor de transmissão em razão do reajuste realizado pela aplicação do índice de inflação IGP-M sobre os 12 meses anteriores; e (ii) entrada em operação de expansões da rede, resultando na permissão do Regulador para um maior nível de receitas. Adicionalmente, houve uma redução na receita da rede básica de R\$35 milhões em 2007, devido à revisão, nos termos das decisões da ANEEL, das receitas anuais permitidas relacionadas às novas instalações na rede básica e outras instalações de transmissão para detentores de concessões de transmissão de energia elétrica. Vide a Nota Explicativa 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos sobre as receitas totalizaram R\$3.844 milhões em 2008, em relação aos R\$3.836 milhões em 2007, não apresentando variação relevante. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,65%. Vide Nota Explicativa 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais aumentaram 2,6%, totalizando R\$7.541 milhões em 2008 em relação aos R\$7.351 milhões em 2007. Esse aumento resultou principalmente de energia elétrica adquirida para revenda,

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

despesas com pessoal e planos de previdência, parcialmente compensados pela redução da provisão para perdas de ativos regulatórios diferidos, depreciação e amortização.

	2008	% das receitas operacionais líquidas	2007	% das receitas operacionais líquidas	2008 x 2007 - %
	(em milhões de R\$)		(em milhões de R\$)		
Eletricidade comprada para revenda	(2.267)	(23,1)	(2.147)	(22,8)	5,6
Utilização das redes básicas de transmissão e distribuição	(634)	(6,5)	(564)	(6,0)	12,4
Depreciação e amortização	(769)	(7,8)	(878)	(9,3)	(12,4)
Pessoal	(1.004)	(10,2)	(884)	(9,4)	13,6
Encargos regulatórios	(1.024)	(10,4)	(967)	(10,3)	5,9
Obrigação regulatória – obrigações especiais	-	-	-	-	-
Serviços de terceiros	(605)	(6,2)	(550)	(5,8)	10,0
Benefícios pós-aposentadoria	(277)	(2,8)	(140)	(1,5)	97,9
Materiais e insumos	(170)	(1,7)	(148)	(1,6)	14,9
Provisão para prejuízo sobre os ativos regulatórios diferidos	(19)	(0,2)	(146)	(1,5)	(87,0)
Participação nos resultados	(362)	(3,7)	(455)	(4,8)	(20,4)
Outros	(410)	(4,2)	(472)	(5,0)	(13,1)
Total dos custos e despesas operacionais	(7.541)	(76,7)	(7.351)	(78,0)	2,6

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobras e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar 17,3% da capacidade da Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e por meio de contratos bilaterais. A energia comprada da revenda aumentou 5,6%, de R\$2.147 milhões em 2007 para R\$2.267 milhões em 2008. Os valores de energia elétrica comprada para revenda registrados na demonstração do resultado referem-se aos montantes incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 “Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação”. Vide Nota Explicativa 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização da rede de transmissão básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos de utilização da rede de transmissão básica são custos fixos, os quais aumentaram 12,4%, de R\$564 milhões em 2007 para R\$634 milhões em 2008. O valor registrado na demonstração do resultado refere-se aos valores incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 “Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação”.

As despesas com depreciação e amortização diminuíram 12,4%, de R\$878 milhões em 2007 para R\$769 milhões em 2008. Essa redução deveu-se à depreciação das “Obrigações Especiais”, a partir de 8 de abril de 2008, data de nosso segundo ciclo de revisão periódica.

As despesas com pessoal aumentaram 13,6%, de R\$884 milhões em 2007 para R\$1.004 milhões em 2008. Esse aumento deve-se (i) a aumentos salariais de 5,00% e 7,26% concedidos aos empregados em novembro de 2007 e 2008, respectivamente; (ii) a despesas relativas a desligamentos de R\$50 milhões em 2008, nos termos do Plano de Demissão Voluntária; e (iii) à menor transferência de custos de despesas com pessoal para trabalhos em curso (R\$161 milhões em 2008 em relação a R\$179 milhões em 2007), devido a menores atividades de investimentos de capital em 2008. Vide Nota Explicativa 30 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos regulatórios aumentaram 5,9%, de R\$967 milhões em 2007 para R\$1.024 milhões em 2008, principalmente devido ao aumento de R\$34 milhões na utilização da quota de combustível e ao aumento de R\$34 milhões na reserva global de quota de reversão. Tal quota representa as contribuições realizadas pelas

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

concessionárias de energia elétrica para subsidiar os custos de combustível utilizado no processo de geração de energia elétrica das termelétricas no sistema brasileiro. Os valores registrados na demonstração do resultado relativos aos encargos regulatórios referem-se aos montantes de fato incluídos no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 “Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação”.

As despesas com serviços de terceiros aumentaram 10,0%, de R\$550 milhões em 2007 para R\$605 milhões em 2008. O aumento resultou principalmente do aumento de custos em 2008 relativos à manutenção e conservação de instalações, equipamentos e terceirização.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria aumentaram 97,9%, de R\$140 milhões em 2007 para R\$277 milhões em 2008. Essas despesas representam primeiramente juros sobre passivos atuariais, líquidos do retorno esperado sobre os ativos do plano, conforme estimado por um especialista externo. As despesas maiores em 2008 devem-se ao reajuste das presunções atuariais em dezembro de 2007 e à redução das taxas de juros utilizada para calcular nossa Obrigação Atuarial Projetada, que aumentaram o valor das obrigações atuariais. Vide Nota Explicativa 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos de R\$19 milhões em 2008 em relação aos R\$146 milhões em 2007. A provisão registrada relaciona-se aos valores que a CEMIG recebe de outras companhias de distribuição em conexão com as transações de energia da CCEE/MAE durante o Plano de Racionamento de Energia Elétrica. Essas companhias de distribuição têm tempo limitado, conforme determinado pela ANEEL, para transferir os valores devidos a nossa Companhia. Vide Nota Explicativa 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A participação nos lucros diminuiu 20,4%, de R\$455 milhões em 2007 para R\$362 milhões em 2008. Essa redução resultou de um menor valor de pagamento estabelecido de acordo com os contratos trabalhistas coletivos celebrados entre a CEMIG e os sindicatos em novembro de 2008. Vide Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 13,1%, de R\$472 milhões em 2007 para R\$410 milhões em 2008, principalmente devido a provisões para devedores duvidosos de R\$57 milhões em 2008, comparada a R\$93 milhões em 2007, e R\$99 milhões de provisões para contingências legais relativas a ações trabalhistas e cíveis em 2008, em relação às provisões de R\$118 milhões em 2007. Vide Nota Explicativa 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Operacional

Como resultado do acima exposto, registramos um lucro operacional de R\$2.287 milhões em 2008, em relação ao lucro operacional de R\$2,079 milhões em 2007.

Receitas Financeiras Líquidas

Nossas receitas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas, ganhos cambiais, reajuste monetário sobre ativos regulatórios diferidos e (ii) despesas financeiras, composta principalmente de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, a qual foi extinta em janeiro de 2008, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, correção monetária sobre obrigações regulatórias diferidas e outras despesas. Registramos receitas financeiras líquidas de R\$17 milhões em 2008 em relação à despesa financeira líquida de R\$48 milhões em 2007, principalmente devido à redução de 47% na correção monetária sobre os ativos regulatórios diferidos, líquidos das obrigações em 2008. Tal redução resultou principalmente de uma redução de ativos em conexão com o ajuste diferido em 2008 em relação ao ano de 2007, devido ao recebimento de valores devidos nas contas de energia elétrica pagos pelos clientes.

Lucro Não-Operacional

Registramos lucro não-operacional no valor de R\$204 milhões em 2008 em relação ao lucro não-operacional de R\$272 milhões em 2007. Essa diferença resulta principalmente do montante de R\$49 milhões

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

reconhecido em 2007, resultado da alienação da participação na Empresa de Infovias S.A. na WAY TV Belo Horizonte S.A. Impostos Sobre o Lucro

Os impostos sobre o lucro totalizaram R\$755 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R\$2.508 milhões em 2008, em relação à despesa de R\$685 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R\$2.303 milhões em 2007. A principal diferença em 2008 entre o imposto de renda calculado à taxa estatutária e a despesa de imposto de renda registrada é o benefício fiscal devido principalmente à participação em afiliadas e aos juros sobre o capital. Vide Nota Explicativa 5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos um lucro líquido de R\$1.753 milhões em 2008 comparado ao lucro líquido de R\$1.618 milhões em 2007.

Outros Lucros (Prejuízos) Abrangentes

Outros lucros abrangentes totalizaram R\$299 milhões em 2008 em relação aos R\$400 milhões em 2007. Essa variação foi resultado de um aumento na situação descoberta dos benefícios de pós-aposentadoria em 2007, como resultado de um aumento maior da obrigação de benefícios projetada em relação ao aumento dos ativos do plano em tal ano.

Outros Lucros Abrangentes

Devido aos fatores mencionados acima, o lucro abrangente totalizou R\$2.052 milhões em 2008 em relação aos R\$1.218 milhões em 2007.

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. Vide “Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos de Dividendos”. Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamentos. 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.

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2009 totalizaram R\$3.904 milhões, em comparação com R\$1.969 milhões em 31 de dezembro de 2008 e R\$1.784 milhões em 31 de dezembro de 2007. Em 31 de dezembro de 2009, 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 2009, 2008 e 2007 totalizou R\$3.319 milhões, R\$2.961 milhões e R\$2.836 milhões, respectivamente. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2009 em comparação com 2008 deveu-se, principalmente, ao aumento dos valores recebidos em 2009 ajustado por despesas e receitas não-monetárias. O aumento em 2008, comparado com 2007, deveu-se, principalmente, ao aumento dos valores recebidos em 2008. Os itens não-monetários significativos que afetam lucros incluíram depreciação e despesa de amortização em consequência de nossos projetos de melhorias de bens de capital em andamento, reconhecimento de ativos e passivos regulatórios diferidos, efeitos de correção monetária e variações de taxa de câmbio e imposto de renda diferido.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades de Investimento

O caixa líquido proveniente das atividades de investimento em 2009, 2008 e 2007 totalizou, respectivamente, R\$3.177 milhões, R\$1.280 milhões e R\$1.114 milhões. O aumento nos valores utilizados em

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

atividades de investimento em 2009 comparado com 2008 se deveu aos investimentos em afiliadas. Os investimentos em afiliadas foram de R\$2.014 milhões, R\$220 milhões e R\$26 milhões em 2009, 2008 e 2007, respectivamente. Os gastos de capital para aquisição de ativos imobilizados totalizaram R\$851 milhões, R\$971 milhões e R\$1.120 milhões em 2009, 2008 e 2007, respectivamente. Vide o “Item 4 – Informações sobre a Companhia – Despesas de Capital e Investimentos em Afiliadas” para obter mais dados relativos à maneira pela qual utilizamos esses gastos de capital.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Financeiras

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. Por meio desta política, obtivemos sucesso em melhorar as nossas classificações de créditos, reduzindo nosso custo de capital e melhorando nosso perfil de dívidas. Nossa principal forma de obtenção de reservas é por meio de emissão de debêntures e emissão de notas de médio prazo (conhecidas no Brasil como “*commercial paper*”), sendo o último o mais utilizado para atender obrigações de curto prazo.

O fluxo de caixa proveniente das atividades de financiamento durante 2009 totalizou R\$1.793 milhões, incluindo os valores de emissões de títulos de longo prazo totalizando R\$3.614 milhões, parcialmente compensados pela amortização de R\$884 milhões de financiamentos de longo prazo denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R\$937 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio.

O fluxo de caixa proveniente das atividades de financiamento durante 2008 totalizou R\$1.496 milhões, incluindo a amortização de R\$807 milhões de financiamentos de longo prazo denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R\$865 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado por R\$176 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo.

O fluxo de caixa proveniente das atividades de financiamento durante 2007 totalizou R\$1.046 milhões, incluindo a amortização de R\$1.134 milhões de financiamentos denominados em real e em dólar dos Estados Unidos e o pagamento de R\$1.334 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado por R\$589 milhões e R\$833 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo, respectivamente.

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2009, totalizou R\$9.277 milhões, incluindo R\$5.364 milhões de dívida de longo prazo e R\$3.913 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. Tal montante é comparável ao nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2008, de R\$6.511 milhões, incluindo R\$5.314 milhões de dívida de longo prazo e R\$1.197 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (incluindo a parcela atual), em 31 de dezembro de 2009, R\$190 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R\$171 milhões em dólares dos Estados Unidos) e R\$9.087 milhões estavam denominados em reais. Vide Nota Explicativa 14 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Nossas obrigações financeiras são em geral garantidas pela CEMIG, na qualidade de companhia holding do grupo e/ou por notas promissórias emitidas em conexão com essas obrigações financeiras.

Em 2009, celebramos os seguintes contratos financeiros e efetuamos as seguintes emissões:

- *Notas Promissórias emitidas pela Cemig Geração e Transmissão.* Em 30 de outubro de 2009, realizamos nossa terceira emissão de notas promissórias no mercado brasileiro, por meio de nossa subsidiária Cemig Geração e Transmissão, no valor total de R\$2.7 bilhões, com juros equivalentes a 113% da Taxa DI (Depósito Interfinanceiro) ao ano e com vencimento em 180 dias contados da subscrição das notas promissórias. A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG atuou como garantidora das obrigações referentes a essa emissão. Houve resgate antecipado das notas promissórias pela Cemig Geração e Transmissão em 10 de março de 2010.

- *Contratos de Financiamento do BNDES celebrados pela Cemig Geração e Transmissão.* Em 09 de março de 2009, a nossa subsidiária Cemig Geração e Transmissão celebrou um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$122 milhões, com a finalidade de implementar a usina hidrelétrica de Baguari, com juros equivalentes à TJLP mais 2,34% ao ano. A data de vencimento desse contrato de financiamento é 15 de julho de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

2026. A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é garantidora e devedora solidária desse contrato. Em 31 de dezembro de 2009 o saldo devedor era de R\$124 milhões.

- *Contratos de Empréstimo do Banco do Brasil S.A. celebrados pela Cemig Geração e Transmissão* A Cemig Geração e Transmissão, com o propósito de rolar a dívida existente, celebrou três contratos de empréstimo com o Banco do Brasil S.A., no montante de R\$57,3 milhões (em 22 de outubro de 2009), R\$ 152,5 milhões (em 26 de outubro de 2009) e R\$428,4 milhões (em 30 de outubro de 2009), com datas de vencimento em 22 de outubro, 26 de outubro e 30 de outubro de 2012, respectivamente. Esses contratos de empréstimo prevêm juros de 110% do CDI ao ano e são garantidos pela CEMIG. O saldo devedor desses contratos em 31 de dezembro de 2009, era de R\$ 57,3 milhões, R\$ 155,1 milhões e R\$ 435,0 milhões, respectivamente.

- *Contratos de Empréstimo do Banco do Brasil S.A. celebrados pela Cemig Distribuição.* No período entre outubro e dezembro de 2009, a Cemig Distribuição, com o propósito de rolar a dívida existente, celebrou oito contratos de empréstimos com o Banco do Brasil S.A., no valor total de R\$ 90,6 milhões, com datas de vencimento em 2012. Esses contratos de empréstimo contêm juros de 110% do CDI por ano e são garantidos pela CEMIG. O saldo devedor no âmbito desses contratos, em 31 de dezembro, de 2009 era R\$ 91,4 milhões.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigência de capital. Em 31 de dezembro de 2009, descumprimos algumas das cláusulas financeiras de alguns de nossos contratos de dívida. Com relação a esse descumprimento, obtivemos isenções dos respectivos credores, que não exercerão o direito de exigir o pagamento imediato do valor total devido até 1º de janeiro de 2010. Vide item 13 “Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora”

Dada a atual porção de nossos financiamentos no montante de R\$3.913 milhões devidos em 2010, nós necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinarçar essas obrigações. Apesar de já havermos postergado o pagamento de parte dessas obrigações, mediante a emissão de R\$2.700 milhões em debêntures, ainda precisaremos de recursos no curto prazo para pagar ou refinarçar o restante dessas obrigações.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes de realizar certas operações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da operação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa companhia. As restrições mencionadas neste parágrafo não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Vide “Item 3. Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG – Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos”.

Atualmente planejamos realizar investimentos de capital em relação a nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$1.401 milhões em 2010. Utilizamos um total de R\$117 milhões em nosso programa de investimentos de capital no primeiro trimestre de 2010 e temos obrigações de prover fundos para substancialmente todos os R\$1.284 milhões restantes. Esperamos destinar estes gastos de capital principalmente para a expansão de nossa infraestrutura de distribuição. Também destinamos R\$132 milhões para investimentos anunciados em afiliadas em 2010. Em 2009, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em afiliadas e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Em 2010, esperamos prover recursos a nossos gastos de capital, investimentos em afiliadas e aquisições propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valem principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa companhia a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

necessidades. Vide “Item 3. Informações Principais – Fatores de Risco” para uma explanação acerca de certas questões que podem afetar adversamente nossa posição de liquidez.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança.

Em 2009, investimos R\$10,9 milhões em projetos de pesquisa. Não obstante, R\$58,6 milhões foram transferidos para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de pesquisa e desenvolvimento; e R\$29,3 milhões foram transferidos para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a companhia federal de planejamento energético. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, despendemos um montante total de R\$28,3 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento, e transferimos no período o valor total aproximado de R\$100,9 milhões ao FNDCT. Prevemos investir o total aproximado de R\$23,3 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2010. Nossos esforços de pesquisa e desenvolvimento atendem a lei federal que exige que as concessionárias de serviço público de energia elétrica brasileiras despendam pelo menos 1% de seu lucro líquido em projetos e programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética (inclusive transferências para o FNDCT e EPE), e estão em conformidade com nosso planejamento estratégico.

Em conformidade com as instruções da ANEEL, registramos uma obrigação em 2009 para despesas futuras em programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética na quantia de R\$308,8 milhões, relativamente aos valores que já haviam sido incluídos na determinação de nossas tarifas em 2009.

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento à evolução do emprego de fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e a partir de biomassa.

Em 2009, o CGET, uma entidade sem fins lucrativos independente, cujas sócias são subsidiárias da CEMIG, celebrou cerca de 15 acordos científicos e tecnológicos com universidades, centros de pesquisa e o setor de equipamentos para apoiar a implementação dos nossos projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Tendências

A compra de energia da Usina de Itaipu constituiu aproximadamente 32% da carga cativa da Cemig Distribuição, em 2009. Para atender às necessidades remanescentes de energia de 68% da Cemig Distribuição em 2009, adquirimos energia por meio de nossos contratos bilaterais (6%), e por meio de contratos no ACR (57%), recebemos energia do Programa PROINFA (2%) e adquirimos do mercado à vista na CCEE. Para mais detalhes sobre a energia elétrica comprada da Cemig Distribuição no ACR, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o “Pool”).

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro” Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Não prevemos qualquer alteração significativa de receitas no tocante às atividades de transmissão e distribuição uma vez que os regulamentos em vigor estão de acordo com os planos da administração do Governo Federal.

O reajuste tarifário foi aplicado de modo diverso a categorias diversas de clientes, cabendo aos clientes industriais reajustes mais altos que os clientes residenciais. Para obter informações adicionais, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico – Tarifas” e “Item 4. – O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão”. Essa diferença de aplicação poderá acarretar impacto sobre o crescimento do volume de vendas no futuro, uma vez que os clientes industriais tenderão a desenvolver projetos de cogeração de energia para fornecer energia a eles próprios a custo mais baixo. Estamos tomando providências para mitigar esse impacto por meio da ligação de novos clientes de diferentes categorias bem como clientes estabelecidos em Estados vizinhos. Nos próximos anos, prevemos que o consumo de energia elétrica aumente até o nível anterior

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ao racionamento, com base na premissa de que a atividade econômica no Brasil continuará a crescer. Não há, contudo, como garantir isso.

Pre vemos que os custos com a Parcela A aumentarão a uma taxa bem superior à inflação, o que exigirá aumentos tarifários adicionais. Pre vemos que os custos com a Parcela B aumentem aproximadamente à taxa da inflação já que a maioria desses custos é corrigida monetariamente em conformidade com termos contratuais. Tomamos medidas para cortar custos operacionais visando a atender a marcos propostos pela ANEEL no processo periódico de análise de tarifas.

No tocante a expansão, acreditamos que a extensão de serviços de eletricidade a todos os potenciais clientes representa uma tendência significativa em nossa indústria. As concessionárias de energia elétrica ficam atualmente obrigadas a prestar serviços a todos os potenciais clientes de acordo com cronograma estabelecido pela ANEEL. Nos termos da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme alterada, e a resolução relevante da ANEEL, o financiamento da extensão destes serviços de eletricidade deverá vir da Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, e da Reserva Global de Reversão, ou RGR. De acordo com o Programa Luz para Todos, lançado pelo MME e pela Eletrobras para promover a extensão de serviços de eletricidade em áreas rurais, em sua segunda e terceira fases, 26,5% de todos os recursos necessários provirão da CDE, 22,5% da RGR, 18,0% do Governo Estadual e os 33,0% restantes da CEMIG. Para mais informações acerca do programa Luz para Todos, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Expansão da Capacidade de Distribuição”.

Um importante projeto no qual a CEMIG investe é no Programa Minas PCH. Este projeto visa a construir dúzias de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de Minas Gerais, e garantirá uma oferta de energia diversificada e maior para o crescimento da economia regional. Em 2008, a primeira usina disponibilizada pelo programa, a PCH Cachoeirão, iniciou suas operações com uma capacidade instalada de 27 MW. Em agosto de 2010, a PCH Pipoca, com uma capacidade instalada de 20 MW, deverá iniciar suas operações. Adicionalmente, em 18 de julho de 2007, outras quatro usinas hidroelétricas, com capacidade instalada de 44 MW, foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CEMIG para iniciarem suas atividades, mas que atualmente dependem do financiamento do BNDES e da assinatura dos contratos de venda de energia e do Contrato de Engenharia e Compra.

Outro destaque em novos investimentos em distribuição é o Programa Cresce Minas. Esse programa está em vigor de 2006 a dezembro de 2011 e fornece infraestrutura e melhorias ao sistema de distribuição de energia por toda Minas Gerais a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de energia e adaptá-lo às novas condições de mercado.

Em relação ao fornecimento de energia, em condições climáticas normais, esperamos que os atuais níveis de capacidade e reserva, em condições climáticas normais, sejam mantidos nos próximos anos. Apesar de ter havido uma redução na taxa de crescimento do mercado de energia elétrica durante os anos de 2008 e 2009, devido à crise financeira global, a capacidade instalada atual e a capacidade estimada para os próximos anos deverão atender os níveis de consumo projetados, com grande capacidade de expansão. Adicionalmente, o governo tem obtido sucesso nos leilões realizados para os projetos hidroelétricos maiores, como as usinas Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, e a usina Belo Monte, no rio Xingu.

Ajustes Não Refletidos no Balanço Patrimonial

Não temos ajustes não refletidos no balanço patrimonial.

Compromissos Contratuais

Nós temos compromissos e obrigações contratuais em aberto que incluem provisões para pagamento de principal de dívida, a obrigação de comprar energia elétrica para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossas obrigações e compromissos contratuais em milhões de reais, em 31 de dezembro de 2009:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 em diante	Total
Dívida de longo prazo (1).....	3,913	1,119	1,273	1,109	908	424	531	9,277
Instrumentos derivativos financeiros (“swaps”).....	51	11	11	5	-	-	-	78

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 em diante	Total
Compra de energia da Itaipu (2).....	899	842	863	897	925	722	18,761	23,909
Transporte de energia da Itaipu (2).....	67	70	71	74	54	47	2,148	2,531
Dívida do plano de pensão – Forluz.	82	70	66	43	46	48	549	904
Programa “Luz para todos”.....	499	-	-	-	-	-	-	499
Investimentos regulatórios.....	631	631	631	157	-	-	-	2,050
Compra de energia (3).....	2,525	3,003	3,969	4,605	4,318	4,181	112,344	134,945
Total	8,667	5,746	6,884	6,890	6,251	5,422	134,333	172,143

- (1) Na hipótese de descumprimento por nossa parte de certos compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, o valor principal total, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos desses contratos poderão se tornar imediatamente devidos e pagáveis. Vide Item 13. “Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora”. Tais valores não incluem pagamento de juros sobre a dívida ou pagamentos de taxa de juros de contratos de *swap*. A Companhia espera pagar aproximadamente R\$590 milhões em juros sobre dívidas em 2010. A Companhia não acredita que as projeções de pagamento de juros de contratos de *swap* seriam significativas. Em junho de 2010, a Companhia já efetuou o pagamento de R\$2.853 milhões referente a Às dívidas em aberto.
- (2) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu até maio de 2013. Estes montantes foram calculados com base na taxa do dólar do dia 31 de dezembro de 2009.
- (3) Inclui mercado à vista, compras por meio de leilões e contratos bilaterais.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 14 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que é composta por nove Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte de nosso Conselho de Administração, podendo, portanto, controlar as deliberações das reuniões dos Conselheiros. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação número de votos igual ao número de membros a serem eleitos para o nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 10% de nosso capital social, bem como detentores de ações representativas de no mínimo 15% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a Cemig Distribuição possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a Cemig Geração e Transmissão possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração normalmente se reúne uma vez a cada dois meses. Suas responsabilidades incluem a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição, destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Cada membro do Conselho de Administração tem um suplente, eleito em Assembleia Geral do mesmo modo que o conselheiro. Os suplentes atuam como substitutos dos respectivos conselheiros sempre que os conselheiros não estejam disponíveis para desempenhar suas funções normais, ou no caso de vacância do Conselho de Administração, até a nomeação de conselheiro substituto para preencher a vacância. Nenhum conselheiro de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

nosso Conselho de Administração ou suplente tem contrato de trabalho com nossa Companhia ou com qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

Os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos de três anos, podendo ser reeleitos. O quadro completo de conselheiros é eleito a cada três anos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 14 membros, dos quais oito foram eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cinco pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. (“Southern”), e um pelos acionistas preferenciais. Os mandatos dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram em abril de 2012. Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Sérgio Alair Barroso	Presidente	05 de março de 2009
Paulo Sérgio Machado Ribeiro	Suplente	25 de abril de 2008
Djalma Bastos de Moraes	Vice-Presidente	14 de janeiro de 1999
Lauro Sérgio Vasconcelos David	Suplente	28 de abril de 2006
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz	Conselheiro	10 de dezembro de 2009
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Marco Antonio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Aécio Ferreira da Cunha	Conselheiro	29 de abril de 2010
Adriano Magalhães Chaves	Suplente	10 de dezembro de 2009
Francelino Pereira dos Santos	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Luiz Antônio Athayde Vasconcelos	Suplente	de fevereiro de 2003
Maria Estela Kubitschek Lopes	Conselheiro	de fevereiro de 2003
Fernando Henrique Schüffner Neto	Suplente	22 de junho de 2007
João Camilo Penna	Conselheiro	25 de abril de 2008
Guilherme Horta Gonçalves Junior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Britaldo Pedrosa Soares (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Jeffery Atwood Safford (1)	Suplente	25 de abril de 2008
Evandro Veiga Negrão de Lima (1)	Conselheiro	28 de abril de 2006
Maria Amália Delfim de Melo Coutrim (1)	Suplente	25 de abril de 2008
Roberto Pinto Ferreira Mameri Abdenur (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Clarissa Della Nina Sadock Accorsi (1)	Suplente	10 de dezembro de 2009
André Araújo Filho (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Andréa Leandro Silva	Suplente	7 de maio de 2004
Thomas Anthony Tribone (1)	Conselheiro	24 de julho de 2008
José Castelo Branco da Cruz (1)	Suplente	25 de abril de 2008
Guy Maria Villela Paschoal (2)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Cezar Manoel de Medeiros (2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela Southern.

(2) Eleito pelos acionistas preferenciais.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro do Conselho de Administração:

Aécio Ferreira da Cunha – O Sr. Aécio é membro do Conselho de Administração da companhia de geração Furnas, de controle estatal, em que ingressou em 1993. Foi Presidente do BNDES em 1993, deputado estadual eleito entre 1955 e 1962, deputado federal por oito mandatos (1963-1987), e Secretário do Gabinete da Secretaria de Comércio e Indústria de Minas Gerais. Apesar de ter sido nomeado para a Junta de Auditoria Federal em 1988, decidiu não assumir o cargo. É formado em direito pela Universidade do Brasil do Rio de Janeiro (1951), e diploma da Escola Superior de Guerra (1973). Foi membro do Conselho de Administração da CEMIG de 2003 a 2008. Atualmente, possui participações agrícolas no norte de Minas Gerais.

André Araújo Filho - O Sr. André formou-se em direito pela Universidade Mackenzie em 1968, com pós-graduação em direito trabalhista pela Fundação Getúlio Vargas. Participou do curso de Liderança Global no Centro de Estudos Estratégicos Internacional da Universidade de Georgetown, Washington DC, e publicou três livros: *A Escola do Rio – Fundamentos Políticos da Nova Economia Brasileira*, publicado pela Editora Alfa Omega em 1998; *Mercados Soberanos – Globalização, Poder e Nação*, publicado pela Editora Alfa Omega em 1999; e *Moeda e Prosperidade – O Impasse do Crescimento na Política de Estabilização*, publicado pela Editora Top Books em 2005. Foi Diretor de Tesouraria da Abinee - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica por três mandatos, de 1974 a 1983, e Primeiro Tesoureiro da Sinaees - Sindicato da Indústria de Aparelhos Elétricos Eletrônicos e Similares do Estado de São Paulo, de 1974 a 1985, também por três mandatos. Foi Presidente da Emplasa, Empresa de Planejamento Metropolitano da Grande São Paulo S.A., em 1994; Diretor Financeiro da Prodam – Companhia de Processamento de Dados do Município de São Paulo, em 2000; e de 1972 a 1983 foi Diretor Financeiro e CEO da Búfalo Motores S.A.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Antônio Adriano Silva - O Sr. Antonio Adriano é formado em administração de empresas com especialização em marketing. Trabalhou para várias companhias privadas, entre elas Mesbla S.A., Empresa Brasileira de Varejo S.A. - Embrava, Agência Jornalística Imagem, Associação Comercial de Minas, Asa Criação de Publicidade e Coteminas.

Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz – O Sr. Arcângelo trabalha na CEMIG desde 1988 e é Especialista em Comunicação Visual e Administrador Técnico. Atualmente, é Diretor do Sindieletro – Sindicado dos Trabalhadores das Indústrias de Eletricidade de Minas Gerais; membro do Comitê de Administração de Saúde Integrada da CEMIG (Prosaúde), e membro do Comitê de Remuneração e Carreira da CEMIG. É formado em História pela UNIBH (1992).

Britaldo Pedrosa Soares - O Sr. Britaldo formou-se em engenharia metalúrgica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com pós-graduação em engenharia econômica pela Fundação Dom Cabral e extensão em gestão e liderança pela *Darden School of Business* da Universidade de Virginia. Iniciou sua carreira no Citibank/Citigroup em 1980, onde foi Vice-Presidente na área de Corporate Bank e International Corporate Finance de 1988 a 1992. De 1992 a 1998, foi Diretor Financeiro da área de celulose das Empresas Caemi/Jarí e CEO da Jari Celulose. Foi Vice-Presidente de Finanças da Enron South America e da Prisma Energy, a *holding* da distribuidora de energia elétrica Elektro, de fevereiro de 1999 a agosto de 2005. Na Elektro foi Gerente de Finanças e Relações com Investidores de fevereiro de 1999 a dezembro de 2003. Em setembro de 2005, tornou-se Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores das companhias do Grupo AES no Brasil (Eletropaulo, AES Tietê, AES Uruguaiana, AES Sul e outras). Desde julho de 2007, é o CEO do Grupo AES das companhias no Brasil.

Djalma Bastos de Moraes - O Sr. Djalma é formado em engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. Desde janeiro de 1999 é nosso Diretor Presidente e desde julho de 2002 é Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A. De janeiro de 1999 a dezembro de 2004 foi Diretor Presidente da Gasmig. De maio de 1999 a agosto de 2001, foi Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A. De 1995 a 1998, foi vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A. De 1993 a 1994, o Sr. Moraes atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Também ocupou vários outros cargos, como diretor presidente da Telecomunicações de Minas Gerais S.A. - Telemig; gerente da Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás; diretor de operações da Telecomunicações de Mato Grosso - Telemat; diretor de operações da Telecomunicações do Amazonas - Telemazon; e gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa.

Evandro Veiga Negrão de Lima - O Sr. Evandro graduou-se em medicina com especialização em psiquiatria pela Universidade Federal de Minas Gerais em 1964, onde, após experiência adquirida no hospital e universidade em Colorado, EUA, tornou-se instrutor e subsequentemente monitor em medicina forense. Ele foi psiquiatra clínico do Instituto de Previdência Social dos Empregados de Minas Gerais, aposentando-se como chefe de serviços médicos no interior do Estado. Ele foi conselheiro da Associação Comercial de Minas Gerais, Vice-Presidente do Clube de Gerentes de Companhias Imobiliárias, vice-presidente do América Futebol Clube, diretor de duas companhias que comercializam aço, Cobraço e Cobrafer, e é piloto licenciado desde 1968. Ele é atualmente presidente da Sancruza, companhia de planejamento e engenharia; presidente do Yacht Club da Pampulha em Belo Horizonte e presidente da NL, companhia de construção e desenvolvimento e mais outras duas companhias de gerenciamento imobiliário.

Francelino Pereira dos Santos - O Sr. Francelino formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais, em 1949. Foi também senador por Minas Gerais, de 1995 a 2002 e governador de Minas Gerais de 1979 a 1983. Foi também deputado federal por quatro mandatos sucessivos de 1963 a 1979, e vereador da cidade Belo Horizonte de 1951 a 1954. De 1961 a 1966 foi Chefe de Gabinete do Secretário do Estado de Minas Gerais de Assuntos Internos e da Justiça, Chefe do Departamento de Administração Geral do Estado de Minas Gerais e Conselheiro Chefe de Assuntos Municipais do Gabinete do Governador. De 1985 a 1990 foi vice-presidente da administração do Banco do Brasil S.A. e diretor presidente da Acesita, de outubro de 1983 a agosto de 1984. Foi também professor e diretor da Escola Municipal de 2º Grau de Contabilidade em Belo Horizonte de 1955 a 1959.

Guy Maria Villela Paschoal - O Sr. Guy é brasileiro, engenheiro, formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Trabalhou na CEMIG por 28 anos, onde atuou como presidente do Conselho.

João Camilo Penna - O Sr. João Camilo formou-se em engenharia em 1948 pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Trabalhou como engenheiro na CVRD de Janeiro de 1949 a abril de 1951; Diretor de Planejamento e Construção na CEMIG de maio de 1951 a março de 1961; e Diretor Técnico da CEMIG de março de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

1961 a março de 1967. Foi Presidente da CEMIG de março de 1967 a março de 1975. Foi Secretário Financeiro do Estado de Minas Gerais nos governos de Aureliano Chaves e Oznam Coelho de março de 1975 a março de 1979, Ministro do Comércio e da Indústria do Brasil no governo de Figueiredo de março de 1979 a agosto de 1984, e Presidente da Furnas Centrais Elétricas de maio de 1985 a agosto de 1989. Durante esses mesmos períodos foi Secretário Administrativo do Estado de Minas Gerais, membro do Conselho Monetário Nacional (CMN), membro do Conselho de Administração da Eletrobras, Vice-Presidente da Associação de Normas Técnicas Brasileiras, Diretor do Comitê de Represas de Grande Porte e do Grupo Brasileiro da Conferência Mundial de Energia. Em 1990 foi consultor e membro dos conselhos de organização, como Mannesmann, Fundação Dom Cabral, Copersucar, Companhia Siderúrgica do Pará, Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, Biobrás, Copasa e Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg). De 1984 a 1992, foi membro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional e Presidente do Conselho do Instituto Horizontes na Atech-Sivam. Em *Coopers and Lybrand*, foi presidente do Comitê de Supervisão do Estudo de Concorrência no Mercado Brasileiro. Em 2002, foi consultor na preparação do estudo “Minas Gerais no Século 21”, uma iniciativa do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG) e Presidente da organização “Economia e Energia – E&E”. Foi membro do Comitê de Ética do Presidente da República, de setembro de 2000 a março de 2005, e, de abril de 2004 a abril de 2005, foi membro do Comitê de Ética Pública do Governo do Estado de Minas Gerais.

Maria Estela Kubitschek Lopes - A Sra. Maria Estela formou-se em arquitetura e é decoradora de interiores e empresária. É sócia gerente da DF Consultores Ltda. e da Santa Júlia Importação, Exportação e Participações. É também assessora do presidente da Fundação Municipal de Teatro da Cidade do Rio de Janeiro, e do presidente dos Amigos do Estado do Rio de Janeiro AME-RIO, e do presidente do conselho da Casa Santa Inez (uma entidade filantrópica responsável pela nutrição e educação de crianças e de famílias de baixa renda no bairro da Rocinha no Rio de Janeiro). Foi uma das fundadoras do Memorial JK, uma organização fundada em memória de Juscelino Kubitschek de Oliveira (ex-presidente do Brasil), e exerceu o cargo de vice-presidente de setembro de 1981 a maio de 2000, e como presidente executiva desde outubro de 2000. Foi também presidente do conselho do Instituto Cultural Cesgranrio, vice-presidente do conselho do Banco da Mulher, presidente de Instituições Benéficas do Estado do Rio de Janeiro e membro do conselho da Casa das Palmeiras, um instituto cultural. Recebeu diversas honras ao mérito cultural e social.

Roberto Pinto Ferreira Mameri Abdenur - O Sr. Roberto formou-se em direito pela PUC do Rio de Janeiro e em economia pela *London School of Economics*. De 1964 a 1983, esteve ligado aos Serviços Diplomáticos, como Terceiro, Segundo e Primeiro Secretário, Conselheiro, Ministro e Embaixador. No Ministério de Relações Exteriores, trabalhou na Divisão de Comunicações e Arquivos de 1964 a 1965, na Divisão de Política Comercial de 1966 a 1967, como Chefe Interino do Setor de Análises Técnicas e Planejamento em 1968, Secretário do Ministro em 1969, Assistente do Secretário Geral de 1975 a 1978, Coordenador de Assuntos Econômicos e Comerciais do Ministério de Relações Exteriores de 1979 a 1984 e Secretário Geral de Relações Exteriores de 1993 a 1995. Foi Assistente Geral em Londres de 1969 a 1973, Primeiro Secretário na Embaixada Brasileira em Washington de 1973 a 1975 e Embaixador Brasileiro no Equador de 1985 a 1988, na China de 1989 a 1993, na Alemanha de 1995 a 2002, na Áustria de 2002 a 2004 e nos Estados Unidos de 2004 a 2007. Desde 2007, é consultor em assuntos políticos e econômicos internacionais relativos ao Brasil.

Sérgio Alair Barroso – O Sr. Sérgio é formado em economia pela Universidade São Lucas (São Paulo); possui mestrado em economia internacional pela Universidade de Boston (EUA); e especialização em administração de empresas pela Universidade de Michigan (EUA) e gerenciamento de executivos pela Universidade de Columbia (EUA) e pela Fundação Getúlio Vargas (São Paulo). Ele foi presidente dos conselhos de administração da Fosfertil, Ultrafertil e Fertifos. Ocupa atualmente o cargo de Secretário de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais e o cargo de Presidente do Conselho de Administração da CEMIG.

Thomas Anthony Tribone – O Sr. Thomas é fundador e o atual presidente da *Guggenheim Global Infrastructure Company*. Como ex-presidente da *AES Americas Corporation*, ele possui vasta experiência em operações e transações nos setores de energia elétrica e de infraestrutura global. Ele também é membro da administração da *Atlantic Richfield Company*. Como líder reconhecido na indústria de energia, ele testemunhou perante o Congresso dos Estados Unidos sobre questões de energia e suas idéias foram registradas em livros e artigos nos Estados Unidos e outros países. O Sr Tribone é um cidadão norte-americano, domiciliado nos Estados Unidos e registrado no Brasil. É formado em engenharia química pela Universidade Case Western Reserve, e possui MBA e bacharelado em direito pela Universidade Duquesne.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas no Estatuto Social e ocupam seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais Diretores expiram em abril de 2012. Os Diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Djalma Bastos de Moraes	Diretor Presidente	14 de janeiro de 1999
Arlindo Porto Neto	Diretor Vice-Presidente	20 de janeiro de 2009
José Carlos de Mattos	Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios	9 de janeiro de 2007
Luiz Henrique de Castro Carvalho	Diretor de Geração e Transmissão	18 de agosto de 2008
Fernando Henrique Schuffner Neto	Diretor de Distribuição e Comercialização	18 de agosto de 2008
Luiz Fernando Rolla	Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores	9 de janeiro de 2007
Marco Antonio Rodrigues da Cunha	Diretor de Gestão Empresarial	9 de janeiro de 2007
Bernardo Afonso Salomão Alvarenga	Diretor Comercial	27 de abril de 2007
Márcio Augusto Vasconcelos Nunes	Diretor da Divisão de Gás	24 de setembro de 2009

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro da Diretoria.

Arlindo Porto Neto – O Sr. Arlindo é formado em administração de empresas e contabilidade pela Universidade Federal de Uberlândia. Desde 2004, é Vice-Presidente da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais (Codemig). Foi Senador pelo Estado de Minas Gerais de 1995 a 2003, e Ministro de Estado de Agricultura e Abastecimento de 1996 a 1998. De 1991 a 1994, foi Vice-Governador do Estado de Minas Gerais. De 1983 a 1985, foi Prefeito de Patos de Minas.

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga – O Sr. Bernardo graduou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais em 1978, e concluiu MBA na Fundação Getúlio Vargas em 2001. Ele se juntou à CEMIG em 1980, e trabalhou em vendas operacionais e pré-operacionais, vendas a consumidores de transmissão, e vendas operacionais a grandes clientes, antes de se tornar nosso Superintendente de Vendas para Grandes Clientes de 1998 a 2001, e para clientes corporativos de 2001 a 2005. De março de 2006 a abril de 2007, ele foi nosso Superintendente de Compra e Venda de Energia no Atacado, e em abril de 2007 ele foi eleito nosso Diretor Comercial. O Sr. Alvarenga esteve envolvido em diversos projetos estratégicos na CEMIG, incluindo o sistema pioneiro para tarifas diferenciadas baseado na estação climática e na hora do dia, de 1980 a 1982. As renegociações de dívidas conduzidas por ele em 1998 com clientes industriais resultaram em níveis de inadimplência próximos a zero, melhorando a posição financeira da CEMIG e resultando na aquisição de diversas pequenas centrais hidrelétricas e uma usina termelétrica.

Djalma Bastos de Moraes – Para obter informações biográficas sobre o Sr. Djalma, vide “– Conselho de Administração”.

Fernando Henrique Schuffner Neto – O Sr. Fernando Henrique formou-se em engenharia elétrica pela Universidade PUC de Minas Gerais em 1982, em 1984 concluiu mestrado pela Unicamp e em 2000 MBA pelo Ibmecc. Após trabalhar em pesquisa acadêmica universitária, ele se juntou à CEMIG em 1985, trabalhando como um gestor e administrador regional antes de se tornar, sucessivamente, Gerente Geral de Planejamento e Coordenação, de Distribuição, de Expansão da Distribuição, e de Expansão de Mercado de Distribuição. Depois se tornou Gerente Geral de Coordenação Executiva do Programa Luz para Todos, programa da CEMIG. Foi conferencista em diversos seminários em universidades e publicou diversos artigos científicos entre 1983 e 2005, desde um trabalho em Topologias de Circuitos de Comutação em 1983 até a co-autoria de “Fuzzy Preference Relations and Multiobjective Decision Making”, apresentado no *Fourth IEEE International Workshop on Soft Computing as Transdisciplinary Science and Technology*, em Muroran, Japão, em maio de 2005. Seus trabalhos apresentados em congressos internacionais incluem estudos sobre controle de indução de motores. Dentre os cursos que fez, está o de gestão Amana Key APG em São Paulo, em 2004. Foi eleito Diretor de Geração e Transmissão de Energia Elétrica da CEMIG em janeiro de 2007.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

José Carlos de Mattos – O Sr. José Carlos é formado em literatura pela Uni-BH (Centro Universitário de Belo Horizonte) em 1972. Atualmente é o Diretor Presidente da Gasmig. De 2004 a 2007, foi Diretor-Presidente da Previminas, a Fundação de Seguridade Social. Em 2003 e 2004, foi Diretor Financeiro da Codemig, Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais. De 1983 a 1992 foi Superintendente Regional da Caixa Econômica Federal nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, e também foi Diretor Financeiro da Caixa Econômica Federal de 1992 a 1994. De 1992 a 1994, também foi Diretor do BIAPE – o Banco Interamericano de Poupança e Empréstimo. De 1995 a 1996, foi Vice-Presidente do Banco do Estado de Minas Gerais. Foi nomeado Diretor de Planejamento, Projetos e Construção da CEMIG em janeiro de 2007.

Luiz Fernando Rolla – O Sr. Luiz Fernando juntou-se à CEMIG em 1974. O Sr. Rolla formou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais em 1974 e concluiu diversos cursos de especialização. Ele se tornou Gerente de Relações com Investidores em 1986 e foi nomeado Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores em janeiro de 2007. Como Gerente de Relações com Investidores, o Sr. Rolla foi responsável pela formulação e implementação da estratégia de relações com investidores da CEMIG iniciada em 1986 – incluindo a estruturação dos programas de ADR nível I e II, em 1993 e 2001, operações de vendas de ações, prospectos, apresentações aos investidores, *roadshows*, registros no CVM, questões detalhadas de governança corporativa, reuniões de acionistas, serviços aos acionistas, o Relatório Anual, nosso website, *releases* de resultados e *conference calls* de resultados, reuniões de análise de mercado, e apresentações em muitas das mais importantes conferências sobre mercados emergentes nos últimos 15 anos. Em seus 32 anos com a companhia, ele ainda esteve envolvido com outras responsabilidades incluindo a coordenação do planejamento de longo prazo, estruturação do controle amplo do orçamento e análise de custos, operações de *project finance*, e negociações de importantes contratos de rolamento de dívidas e de resultado. O reconhecimento da vasta experiência do Sr. Rolla e atual status de destaque nas relações com investidores no Brasil incluem “Melhor profissional de RI” em 1999 e 2005 da Ipmec; “*Best Brazilian IRO*” pela *IR Magazine*, em 2006; Menção honrosa no “*Best Latin American IRO*” na *IR Magazine*, em 2004, nomeando a CEMIG como a “Melhor Companhia Aberta” pela Apimec em 2006; reconhecimento da Abrasca pelo “Melhor Relatório Anual” em 2005; e “Melhor Apresentação de 2006” pelas organizações da Apimec tanto de São Paulo quanto do Rio Grande do Sul.

Luiz Henrique de Castro Carvalho – O Sr. Luiz Henrique é Diretor de Geração e Transmissão da CEMIG. Formou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em julho de 1982, fez pós-graduação em análise de sistemas, com especialização em suporte de *mainframe*, na mesma universidade, em julho de 1983. Em fevereiro de 2000, também concluiu MBA executivo em Administração de Empresas e Gestão de Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas. Sua primeira experiência profissional foi no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CPQD) da Telebrás, como engenheiro eletricitista, de outubro de 1983 a março de 1984. Ele iniciou sua carreira na CEMIG como analista de Suporte no Grupo de *Software* e Suporte em março de 1984, e desde então ele tem sido o Co-Líder, Líder de Grupo e Gerente na Divisão de Suporte a Usuários de Terminais de TI Pessoal, Assistente no Departamento de Suporte de TI, Superintendente de Telecomunicações e TI, Superintendente de Materiais, Logística e Serviços, Superintendente de Materiais e Serviços, Consultor da Presidência da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), e membro suplente do conselho de administração da CEMIG. Além de suas atribuições na CEMIG, é também membro do conselho de administração da Horizontes Energia S.A., da Central Termelétrica de Cogeração S.A., e membro suplente do conselho de administração do CGET e da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. Também atuou como Diretor Administrativo do CLIC (Clube de Investimento dos Empregados da CEMIG), de abril de 1999 a abril de 2003, Diretor de Ação Social da Sociedade de Usuários de Informática e Telecomunicações em Minas Gerais (Sucusu/MG) de 2000 a 2002, e Diretor-Presidente da Associação Intergerencial da CEMIG de julho de 2005 a julho de 2007.

Márcio Augusto Vasconcelos Nunes – O Sr. Márcio é formado em engenharia civil pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Após trabalhar na Light e Eletrobras, atuou como Diretor-Presidente da CERJ (Cia. de Eletricidade do Rio de Janeiro) – em 1987 e 1988; foi membro da Diretoria de Furnas, de 2001 a 2003; e Diretor-Presidente da Copasa, de 2005 a 2009. Foi também Presidente do conselho de administração da Copasa, Vice-Presidente do conselho de administração da CERJ, membro do Comitê de Auditoria da Furnas, e membro do conselho de administração da Cia. de Gás do Rio de Janeiro. Foi indicado Diretor Executivo da Divisão de Gás da CEMIG e Diretor Presidente da Gasmig em setembro de 2009.

Marco Antônio Rodrigues da Cunha – O Sr. Marco Antônio formou-se em engenharia civil na Universidade Federal de Minas Gerais em 1978, com especialização posterior em estruturas e transporte, e em avaliação, contabilidade e economia técnicas. Ganhou subsequentemente numerosas qualificações em gestão de qualidade, finanças, contabilidade e assuntos correlatos. Entre as atividades de conferencista em universidades, vem dando um curso de Criação de Companhias e Negócios, na Universidade Una, desde 2001. Ingressou no BDMG

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais) em 1978, trabalhando com taxação de projetos públicos, incluindo grandes projetos de desenvolvimento em infraestrutura. Exerceu o cargo de Presidente da Associação dos Empregados em 1998 a 1990, e Gestor da Divisão Financeira de 1988 a 1991. De 1988 a 1990 foi também Presidente da Associação Nacional das Associações Representativas dos Funcionários de Bancos. De 1991 a 1995 foi Presidente da Companhia de Armazéns e Silos do Estado de Minas Gerais, a companhia do setor público coordenadora das estruturas de infraestrutura agrícola, e de 1995 a 1999 foi Presidente da INDI – Instituto de Desenvolvimento de Minas Gerais – que fornece suporte para vários importantes projetos de desenvolvimento industrial no Estado de Minas Gerais. Durante esse tempo, ele negociou missões internacionais para a Espanha, França, Bélgica, Holanda, Canadá, Argentina, Coréia, Japão e aos Estados Unidos para promover cooperação com a indústria de Minas Gerais. Retornou ao BDMG em 1999 para lidar com o planejamento de desenvolvimento, coordenando o orçamento estadual de desenvolvimento econômico e social, e outros importantes estudos estratégicos. Foi nomeado Diretor Chefe de Gestão Corporativa da CEMIG em janeiro de 2007.

Remuneração de Conselheiros e Diretores

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 o valor total da remuneração, inclusive pensão e demais benefícios de aposentadoria, autorizado a ser pago a todos os conselheiros e diretores totalizou R\$7 milhões, de acordo com a assembleia geral realizada em 29 de abril de 2009.

Não existe qualquer contrato entre a Companhia e suas controladas integrais, subsidiárias ou afiliadas e conselheiros ou membros do conselho da CEMIG que forneça qualquer tipo de benefício pós-aposentadoria, que não seja o plano complementar de aposentadoria da Forluz aplicável aos outros empregados, contanto que os membros do conselho estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentações da Forluz.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal deve se reunir uma vez a cada três meses, mas na prática ele vem se reunindo uma vez por mês. Nosso Conselho Fiscal é composto de três a cinco membros e os correspondentes suplentes eleitos pelos acionistas na assembleia geral ordinária para mandato de um exercício social. Os detentores das ações preferenciais, juntos, tem o direito de eleger um dos membros e o seu respectivo suplente. Um outro membro e respectivo suplente são eleitos pelos acionistas minoritários detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras e relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado elaborar pareceres sobre quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas em assembleia geral relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação em nossa estrutura corporativa e (vi) reorganizações societárias tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos deverão expirar na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas a ser realizada em 2011, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício social de 2010, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Guarita Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Ari Barcelos da Silva	Suplente	29 de abril de 2005
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Otávio Nunes West (1)	Membro	27 de abril de 1999
Leonardo Guimarães Pinto (1)	Suplente	26 de abril de 2007
Vicente de Paulo Barros Pegoraro(2)	Membro	29 de abril de 2009
Newton de Moura (2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela Southern.

(2) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores assessora nossa companhia no tocante a questões sobre serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas, emitentes não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os especialistas financeiros de nosso Conselho Fiscal são Luiz Otávio Nunes West e Ari Barcelos da Silva.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2009, possuíamos 9.746 empregados, dos quais 248 estavam no nível gerencial, e possuíamos em média 356 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2008, possuíamos 10.422 empregados, dos quais 265 estavam no nível gerencial, e possuíamos em média 353 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2007, possuíamos 10.818 empregados, dos quais 236 estavam no nível gerencial, e possuíamos em média 225 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2009	31 de dezembro de 2008	31 de dezembro de 2007
Gerentes	248	265	236
Profissionais	1,500	1,398	1,427
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	7,998	8,759	9,155
Total	<u>9,746</u>	<u>10,422</u>	<u>10,818</u>

Em 2009, 2 empregados foram contratados e 735 empregados deixaram a companhia.

Sindicatos

Uma vez por ano realizamos reuniões para negociação coletiva com os sindicatos que representam nossos empregados. O contrato resultante permanece em vigor pelo período subsequente de 12 meses, com início em 1º de novembro. Aproximadamente 16 anos atrás, a CEMIG deixou de seguir a prática de mercado anteriormente adotada no Brasil de reajuste automático de salários com base na inflação.

O Acordo Coletivo de Trabalho assinado entre a Companhia e os Sindicatos, o qual é resultado de livres negociações entre as partes, de acordo com a legislação atual, é revisado anualmente e inclui benefícios, deveres e direitos que regem as relações empregatícias na Companhia.

Em novembro de 2009, após ampla discussão de todos os termos e condições com os sindicatos que representam nossos empregados, celebramos dois acordos coletivos: (i) um acordo anual de salários, benefícios e direitos, para o período compreendido entre 1º de novembro de 2009 a 31 de outubro de 2010, que estabeleceu um aumento salarial de 4,88% para todos os salários; e (ii) um acordo específico em vigor de 20 de novembro de 2009 a 31 de março de 2011 sobre a distribuição de lucros e resultados para 2009 e 2010, a ser paga em 2010 e 2011, respectivamente.

Para 2009, o acordo coletivo estabeleceu uma distribuição extraordinária no valor de duas vezes a remuneração mensal de cada empregado. Quanto à participação nos lucros para 2010, o acordo coletivo definiu uma distribuição extraordinária equivalente a 0,7 salário de cada funcionário caso se alcance 50% do IGPRa.

O IGPRa é um indicador utilizado determinar parte da renda dos empregados da CEMIG, que é paga na forma de distribuição de lucros, como Acordo Coletivo Específico. O referido indicador se baseia na taxa de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

frequência de acidentes envolvendo empregados da CEMIG, na qualidade dos serviços prestados aos consumidores e na redução de custos.

Em dezembro de 2008, concluímos o acordo coletivo de salário para 1 de novembro de 2008 a 31 de outubro de 2009. O acordo coletivo resultante estabeleceu um aumento de 7,26% para todos os salários, efetivo em 1º de novembro de 2008. O acordo coletivo também estabeleceu uma distribuição extraordinária de valores nos termos do programa de participação nos lucros no montante de 4,67 vezes o salário, de cada empregado que foi pago em dezembro de 2008.

Não passamos por nenhuma greve trabalhista relevante nos últimos 6 anos. Em 13 de novembro de 2009, 46% dos empregados participaram de uma interrupção de 24 horas nos serviços durante as negociações coletivas para 2009/2010.

Em 20 de novembro de 2008, 10% dos empregados participaram de uma paralisação durante as negociações para 2008/2009. Em 2007, houveram quatro paralisações durante as negociações relativas ao ano de 2007/2008, conforme segue: por oito horas em 24 de outubro de 2007, por oito horas em 31 de outubro de 2007, por oito horas em 1 de novembro de 2007, e por oito horas em 28 de novembro de 2007.

Poucos empregados participaram dessas paralisações, que não tiveram nenhum efeito negativo sobre nós.

Não podemos prever os efeitos que essas paralisações, se houver algum, e conflitos futuros sobre questões legais poderão ter sobre nossos resultados operacionais ou nossa condição financeira.

Remuneração

Em 2003, o Plano de Carreiras e Remuneração foi aprovado. O objetivo deste plano é proporcionar à nossa companhia os instrumentos de remuneração necessários para manter uma estrutura de pagamento equitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções. O plano foi implementado em janeiro de 2004 para empregados com formação profissional, e, em março de 2004, para os empregados da área administrativa e operacional. Um comitê interno, com representantes tanto da CEMIG como dos sindicatos, foi criado em atenção ao plano.

Sob um programa referido por nós como o “Anuênio”, a CEMIG fornece a seus empregados contratados em ou antes de 31 de outubro de 2005 um aumento anual de 1% no salário base mensal para cada ano de emprego junto à CEMIG, até um limite de 35 anos. Baseada em um acordo com nossos sindicatos laborais, em 27 de abril de 2006, a CEMIG ofereceu a cada um de seus empregados contratados em ou antes de 31 de outubro de 2005 um pagamento adiantado em troca da desistência de seus direitos ao Anuênio. Sob os termos desta oferta, a CEMIG paga aos empregados um montante igual a (i) uma estimativa dos montantes futuros a serem pagos pelos empregados sob o Anuênio, porém baseado em um número de anos remanescentes para o empregado completar suas contribuições ao Instituto Nacional do Seguro Social, ou INSS, ao invés dos anos remanescentes para alcançar até o limite de 35 anos sob o Anuênio, (ii) multiplicado por uma taxa de 12% de desconto e (iii) reduzida pela aplicação de um fator variável de redução estipulado pela Companhia para cada empregado individualmente. O montante total pago a nossos empregados como resultado desta oferta foi de aproximadamente R\$ 178 milhões.

Nos últimos quatro anos, negociamos mudanças nas nossas políticas salariais com os nossos sindicatos com o objetivo de integrar os processos de administração de recursos humanos à nossa estratégia de negócios:

- O acordo coletivo trabalhista de 2005/2006 estabeleceu o plano de indenização para substituir direitos futuros relativos ao Anuênio, aceito por 87% dos nossos empregados; e estabeleceu que os empregados admitidos em ou após 1º de novembro de 2005 não mais terão direito ao Anuênio.
- Em 2007, o acordo coletivo trabalhista com os nossos sindicatos estabeleceu que os empregados admitidos em ou após 1º de novembro de 2007 não mais terão direito ao bônus extraordinário no percentual de 16.67% anteriormente aplicado sobre o salário-base.
- O acordo coletivo celebrado em 2008 aumentou a flexibilidade da cláusula que anteriormente garantia um número mínimo de 10.000 empregados, permitindo agora que esse número seja de 9.000. Também permitiu que a Companhia empregasse menos de 9.000 pessoas, desde que essa redução decorra de: adesão, pelos empregados, ao Programa de Demissão Voluntária ou de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Aposentadoria Voluntária, demissões por justa causa (rescisão do contrato de trabalho), rescisões dos contratos de trabalho por iniciativa do empregado ou sob comum acordo, e aposentadoria.

Programa de Participação nos Lucros

Em 1995, estabelecemos um programa de participação nos lucros dos empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo o programa, em um único exercício não podemos contribuir com nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão. Em 2009, o pagamento das participações nos lucros dos empregados, inclusive os encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R\$ 233 milhões e foram pagos em dezembro. Em 2008, o pagamento da participação dos empregados nos lucros, incluindo cobranças obrigatórias e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R\$362 milhões, e foi efetuado em dezembro.

Benefícios

Em 1º de janeiro de 2003, implementamos mudanças aos nossos planos existentes de assistência médica aos empregados. As mudanças são resultado de acordo que celebramos com os sindicatos de nossos empregados, os quais são, em sua maioria, representados pelo Sindieletrô. As mudanças modificaram contribuições pelas quais são responsáveis nossa companhia, os empregados e empregados aposentados, e a natureza dos benefícios cobertos por cada plano. Em 31 de dezembro de 2009, um total de R\$ 128 milhões foi pago em benefícios para empregados, consistindo de contribuições ao plano de pensão e benefícios assistenciais.

Programa de Aposentadoria Voluntária

Em março de 2008, a CEMIG implementou um Programa de Aposentadoria Voluntária, o qual define as normas e condições aplicáveis às rescisões voluntárias dos contratos de trabalho pelos empregados, bem como determina os critérios aplicáveis a situações específicas de empregados que atendem a determinadas exigências para aposentadoria. Os empregados que optam pelo Programa de Demissão Voluntária recebem um pagamento equivalente a três vezes o salário mensal e devem deixar a Companhia no máximo em 90 dias depois de terem optado pelo programa. Em 2009, 193 empregados aderiram aos termos de nosso Programa de Demissão Voluntária, em comparação com 486 em 2008.

Programa de Demissão Voluntária

Em abril de 2009, a CEMIG implementou um Programa de Demissão Voluntária, com início em abril de 2009 e fim em junho de 2009, o qual estabelece regras e condições aplicáveis para rescisões livre e voluntárias de contratos de trabalho por parte dos empregados, e também estabelece critérios aplicáveis para empregados que atendem a determinados requisitos. Empregados que optem pela adesão ao programa recebem um incentivo financeiro entre 4 e 16 vezes sua remuneração mensal, de acordo com os critérios estabelecidos nas regulamentações do programa, sendo a principal delas o tempo de contribuição remanescente para aposentadoria integral junto ao INSS. O incentivo inclui o pagamento de contribuições ao fundo de pensão e ao INSS até a data em que o empregado teria cumprido com as exigências relativas ao recebimento dos benefícios de aposentadoria de acordo com o INSS (limitado a cinco anos) e o depósito do pagamento de “multa” obrigatório (aplicável às demissões) de 40% sobre o saldo dos fundos acumulados do empregado de acordo com o sistema do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (“FGTS”).

Adicionalmente, a CEMIG garante o pagamento integral dos custos do seguro de vida em grupo, por seis meses, e do plano de saúde, por 12 meses, a contar da data em que o empregado afastou-se da companhia.

Um total de 1.043 empregados da Companhia aderiram ao programa. Uma provisão das despesas de incentivos financeiros, no valor de R\$206, foi integralmente reconhecida em 2009.

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG autorizou a distribuição equivalente a 3% dos resultados operacionais consolidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2009, nos termos do Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade, pago em março de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Saúde e Segurança

Em 2009, o número de acidentes de trabalho que resultaram em perda de um ou mais dias de trabalho dos empregados da CEMIG e dos trabalhadores terceirizados foi 7,14% superior ao ano de 2008. A principal razão do referido aumento consistiu em acidentes de trânsito.

Ações Detidas

Nenhum de nossos conselheiros e diretores é titular de mais de 0,001% de nossas ações preferenciais e mais de 0,003% de nossas ações ordinárias.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2009, o Governo Estadual era titular de 138.212.264 ações ordinárias ou 50,97% de nossas ações com direito a voto e 6.415.884 ações preferenciais, ou aproximadamente 1,84% dessas ações. Na mesma data, a Southern, nosso segundo maior acionista, era titular de 89.383.266 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações. A Southern é uma *joint-venture* constituída em 1994. Acreditamos que a principal sócia da Southern é a Cayman Energy Traders, uma subsidiária da Mirant Corporation (atual denominação da Southern Energy Inc.), uma grande companhia de energia com sede nos Estados Unidos. Acreditamos que outro importante membro da Southern seja, em 31 de dezembro de 2009, a AES Corporation, uma companhia de energia global com sede em Arlington, Virgínia, que se dedica às atividades de geração de energia, transmissão e fornecimento ao varejo. Acreditamos que o Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern por meio da 524 Participações S.A. Nossos principais acionistas não detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2009.

<u>Acionista</u>	<u>Ações Ordinárias</u>	<u>% da Classe</u>	<u>Ações Preferenciais</u>	<u>% da Classe</u>
Governo Estadual (1).....	138.212.264	50,97%	6.415.884	1,84%
Southern.....	89.383.266	32,96%	---	---
Todos os conselheiros e diretores em grupo.....	7.911	-	874	---
Outros.....	43.558.713	16,06%	342.541.418	98,02%
Total das ações.....	271.154.243	100%	342.541.418	98,02%
Ações em tesouraria.....	-	-	264.473	0,08%
Total de ações emitidas.....	<u>271.154.243</u>	<u>100%</u>	<u>349.222.649</u>	<u>100%</u>

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo estado.

Desde a constituição de nossa companhia, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo Estadual. Nossas operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do estado. O Governo Estadual, ocasionalmente no passado, orientou nossa companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo Estadual e não necessariamente destinados a geração de lucros de nossa companhia, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Vide “Item 3. Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relativos à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.”

Em 31 de dezembro de 2009, possuíamos 36 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 8.053.258 ações ordinárias. Possuíamos também 273 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 184.892.492 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 123.812.242 ações preferenciais e as 1.085.343 ações ordinárias convertidas em ADRs.

Baseado em arquivos disponíveis ao público com a SEC, nós estamos cientes das seguintes modificações em nossas ações preferenciais em circulação. Em 8 de fevereiro de 2008, a *Capital Research and Management Company* detinha 13.644.250 ações preferenciais da CEMIG, correspondentes a 4,98% das nossas ações preferenciais e, em função das transações de compra, realizadas em 8 de fevereiro de 2008, detém um total de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

13.990.050 ações preferenciais da CEMIG, representando 5,11% do total de ações preferenciais da Companhia. Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança em nosso controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da companhia, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual. A autorização acima mencionada deve ainda ser aprovada pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 17 de dezembro de 2009, a BlackRock, Inc., na qualidade de gestora de investimentos, em nome de alguns de seus clientes, notificou que em virtude da fusão entre a BlackRock e o Barclays Global Investors, em 1 de dezembro de 2009, adquiriu o total de 12.410.905 ações preferenciais e 20.411.225 *American Depositary Receipts* (“ADRs”) de ações preferenciais, representando um total de cerca de 9,39% de todas as ações preferenciais da CEMIG; a aquisição foi estritamente para fins de investimento, não havendo nenhuma intenção da BlackRock de mudar o controle acionário ou estrutura administrativa da Companhia. Além disso, a BlackRock não detém debêntures emitidas pela CEMIG que sejam conversíveis em ações e nenhum acordo foi celebrado pela BlackRock que regule os direitos de voto ou a compra ou venda de títulos de emissão da CEMIG.

Em 15 de abril de 2010, a Lazard Asset Management LLC nos notificou também que adquiriu 17.497.213 ações, ou 5,01% do total de ações de emissão da CEMIG. A aquisição foi estritamente para fins de investimento, sendo que a Lazard Asset não tem nenhuma intenção de alterar o controle acionário ou a estrutura administrativa da Companhia.

Em 17 de junho de 2010, a AGC Energia S.A. (“AGC Energia”), subsidiária da Andrade Gutierrez Concessões S.A. (“AGC”) notificou a ocorrência da transferência de ações no âmbito do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado pela Southern e a AGC Energia, com a AGC como interveniente, em 12 de novembro de 2009. A AGC Energia adquiriu da Southern 98.321.592 ações ordinárias emitidas pela CEMIG, representando 32,96% do capital social votante e 14,41% do capital social. A AGC Energia enfatizou que a referida transação não altera o controle acionário ou a estrutura administrativa da CEMIG.

Desconhecemos quaisquer outras alterações significativas na porcentagem da participação acionária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito de voto em circulação durante os últimos três anos.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa companhia é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente à Conta CRC e receita financeira correlata e provisão de perdas e pagamentos adiantados de ICMS, despesas, ativos e passivos;
- Nosso contrato com a Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa companhia relativo ao fundo e saldos correlatos; e
- Nosso contrato com a COPASA, companhia estatal de Minas Gerais, referente a contas a receber de vendas de energia.

Para uma explanação mais pormenorizada dessas e outras negociações de partes relacionadas, vide as Notas Explicativas 3, 7, 8, 13, 14, 16, 19 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2009, celebramos ainda os Contratos de Compra de Energia com nossas subsidiárias Hidrelétrica Pipoca S.A., Santo Antônio Energia S.A. e Usina Termelétrica Barreiro S.A., formalmente aprovados pela ANEEL:

- Hidrelétrica Pipoca S.A.: a Cemig Geração e Transmissão assinou dois Contratos de Compra de Energia com a Hidrelétrica Pipoca S.A. com relação ao fornecimento de energia para os períodos de 1º de julho de 2010 até 30 de junho de 2015, conforme autorizado pelo Despacho ANEEL No. 4.061 de 30 de outubro de 2009, e de 1º de julho de 2015 a 30 de junho de 2020, conforme autorizado pelo Despacho ANEEL No. 4.456 de 30 de novembro de 2009.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- Santo Antônio Energia S.A.: a Cemig Geração e Transmissão assinou dois Contratos de Compra de Energia com a Santo Antônio Energia S.A. com relação ao fornecimento de energia para os períodos de 1º de maio de 2012 até 31 de dezembro 2027, conforme autorizado pelo Despacho ANEEL 1.851 de 20 de maio de 2009, e um contrato de fornecimento de energia de curto prazo, conforme autorizado pelo Despacho ANEEL No. 1.850 de 20 de maio de 2009.
- Usina Termelétrica Barreiro S.A.: a Cemig Geração e Transmissão assinou um Contrato de Compra de Energia com a Usina Termelétrica Barreiro S.A. com relação ao fornecimento de energia no curto prazo, conforme autorizado pelo Despacho ANEEL No. 1.851, de 20 de maio de 2009.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento bem como o “Item 3. Informações Principais — Dados Financeiros Consolidados Seleccionados.”

Processos Judiciais

A Companhia, suas subsidiárias e companhias controladas conjuntamente são partes em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, administrativas, ambientais e relativas a terceiros em relação aos seus negócios. Há também um processo jurídico no qual é discutida a validade do contrato assinado em 1997 entre nossos principais acionistas.

As provisões para contingências nesses processos são reconhecidas de acordo com os critérios contidos no Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica, sendo os montantes provisionados em contingências quando uma perda for “provável”. Os parágrafos seguintes resumem os processos mais relevantes dos quais somos parte.

Para maiores informações em relação a tais contingências, vide Notas Explicativas 17 e 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Aumentos de Tarifas

Nossa companhia é ré em diversos processos movidos por consumidores industriais que alegam que os aumentos nas tarifas de energia elétrica, determinados pelo DNAEE, antecessor da ANEEL, durante congelamento de preços imposto pelo Governo Federal de março a novembro de 1986, denominado Plano Cruzado, foram ilegais. Alguns dos autores alegam ainda que todas as nossas tarifas posteriores ao período do Plano Cruzado foram ilegais, em parte, porque incluíram os aumentos do período do Plano Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subsequentes. Alguns desses pleitos foram decididos em primeira instância em nosso favor, ao passo que alguns foram decididos em favor de nossos consumidores. Todos os processos que foram decididos em primeira instância foram objeto de recurso perante o Superior Tribunal de Justiça, que decidiu, na maioria dos casos, que os autores tinham direito somente ao reembolso de aumentos de tarifas introduzidos durante o Plano Cruzado. Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas. Em 31 de dezembro de 2009, o valor agregado de pleitos referentes a aumento de tarifas opostos contra nossa companhia totalizava R\$310 milhões, para o qual provisionamos R\$ 234 milhões.

Adicionalmente, em relação às ações mencionadas acima, em maio de 2010, nós firmamos um acordo referente à ação ajuizada pela RIMA Industrial S.A. relativa ao reembolso do aumento de taxa introduzido pelo DNAEE durante o Plano Cruzado. Por meio de um acordo, concordamos em pagar à RIMA Industrial S.A., adicionalmente ao montante de R\$92 milhões compensado nos termos de decisões judiciais anteriores, o valor total de R\$ 85 milhões, sem qualquer ajuste ou correção monetária e já incluindo os honorários advocatícios, a ser pago por dedução dos pagamentos futuros relativos ao fornecimento de eletricidade e utilização dos sistemas de distribuição.

Nossa companhia também é ré em processos e ações coletivas instauradas por clientes, grupos de defesa dos direitos dos consumidores e pelo Ministério Público de Minas Gerais contestando as tarifas cobradas de nossos clientes, a aplicação dos aumentos de tarifas determinados pela ANEEL, o índice inflacionário utilizado no aumento

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

de nossas tarifas e os subsídios tarifários concedidos a clientes de baixa renda. Esses processos envolvem pedidos de suspensão dos aumentos de tarifa e de reembolso aos nossos clientes referente ao dobro do valor de quaisquer tarifas adicionais cobradas por nossa companhia. Todos os nossos aumentos de tarifa são concedidos com base na prévia autorização da ANEEL e acreditamos ter defesa em cada um desses processos. Não é possível, no presente, estimar os valores envolvidos nessas reclamações. Não temos passivo provisionado com relação a essas reclamações.

A Cemig Distribuição é parte, juntamente com a ANEEL, em uma ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal objetivando evitar a exclusão de consumidores do enquadramento da subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda e, ainda, requerendo a condenação da Cemig Distribuição no pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores de baixa renda. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a Cemig Distribuição e a ANEEL ajuizaram recurso de apelação perante o Tribunal Regional Federal. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. A Cemig Distribuição avalia sua possibilidade de perda como “possível” e estima o valor em relação a esse processo como sendo de, aproximadamente, R\$96.8 milhões, em 31 de dezembro de 2009.

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias são parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural, ou ITR, Programa de Integração Social, ou PIS, Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, ou PASEP, e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, ou COFINS (as quais são contribuições sociais impostas sobre o faturamento bruto), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros.

Desde 2002, recebemos subsídio da Eletrobras para nos reembolsar das perdas incorridas com o desconto que devemos fornecer a consumidores de baixa renda nos termos da Lei Federal nº 10.604/02. Em 2005, o Estado de Minas Gerais publicou o Decreto 43.999/05 cobrando ICMS sobre esse subsídio. Acreditamos que este subsídio não é tributável e, por esta razão, não estamos recolhendo o ICMS relativo a este subsídio. No entanto, o Estado de Minas Gerais instaurou uma ação judicial contra nossa Companhia com relação a esta questão, requerendo o recolhimento do ICMS. Em julho de 2008, recebemos uma decisão desfavorável em primeira instância. Nós recorremos da decisão e recebemos outra decisão desfavorável em segunda instância. A Companhia recorreu ao Supremo Tribunal de Justiça e ao Superior Tribunal Federal e está aguardando uma decisão. Estimamos o valor envolvido nesta disputa como sendo de, aproximadamente, R\$143 milhões, em 31 de dezembro de 2009. Nenhuma provisão foi realizada com relação a essa disputa, já que a CEMIG avalia que a possibilidade de um resultado adverso nesta questão é “possível”.

Em 2006, a CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição realizaram pagamentos adiantados a alguns de seus empregados em troca dos direitos de tais empregados a futuros pagamentos, denominados como “Anuênio”. Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social foi coletado em relação a esses pagamentos, já que nossa opinião é que tal tributo não se aplica a estes pagamentos. Como resultado, recebemos notificações de infração da Receita Federal. Para evitar o risco de multas, ingressamos com dois mandados de segurança, e obtivemos decisões desfavoráveis na primeira instância. Ajuizamos as devidas apelações, e estamos aguardando as decisões de segunda instância. Estimamos que o valor envolvido nesses processos seja de, aproximadamente, R\$167 milhões, em 31 de dezembro de 2009, sendo o valor total referente a depósitos judiciais em 2006. As companhias avaliam que a possibilidade de um resultado adverso nesta questão é “possível”.

Fomos notificados pelo INSS em 2006 devido ao não-recolhimento da contribuição à seguridade social nos valores pagos a nossos empregados como divisão de lucros no período entre os anos 2000 e 2004. Em 2007, entramos com mandado de segurança buscando obter decisão judicial declarando que tais pagamentos não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à seguridade social. Recebemos uma decisão parcialmente favorável em 2008, da qual recorremos e estamos atualmente aguardando decisão em segunda instância. O valor total envolvido neste processo é de, aproximadamente, R\$122 milhões, em 31 de dezembro de 2009. Nenhuma provisão foi registrada já que a CEMIG acredita que a possibilidade de um resultado adverso nesta ação é “possível”.

Em 1998, a CEMIG impetrou um mandado de segurança requerendo o reconhecimento de seu direito de compensar os valores de CSLL pagos da base de cálculo do IRPJ. Na época, foi concedida uma liminar preliminar permitindo à CEMIG recolher o IRPJ considerando a dedução da CSLL da sua base de cálculo. A liminar foi confirmada em primeira instância. Com esse resultado, a CEMIG tem compensado a CSLL da base de cálculo do

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

IRPJ, o que implica no recolhimento do IRPJ em um valor menor. A Advocacia Geral do Governo Federal recorreu e a decisão emitida em primeira instância foi revertida em segunda instância. A CEMIG recorreu dessa decisão. O valor envolvido nesse processo é de aproximadamente R\$85 milhões em 31 de dezembro de 2009. Estimamos que a chance de perda em relação a tal processo seja “provável”. Em maio de 2010, a CEMIG decidiu quitar o valor total sob discussão, aproximadamente R\$91,38 milhões, de modo a evitar restrições quanto à emissão de certidões negativas de débito perante as autoridades fiscais. Apesar disso, a Companhia ainda está discutindo o mérito da ação citada acima.

Em 2009, o Fisco Estadual emitiu uma autuação fiscal contra a CEMIG para o recolhimento de ICMS alegadamente recolhido a menor pela Companhia em 2004, em razão do desconto de créditos de ICMS relacionados à aquisição de bens registrados pela Companhia como imobilizado. De acordo com o Fisco Estadual, a CEMIG não seguiu os procedimentos corretos para o cálculo e desconto dos créditos de ICMS. A CEMIG entrou com pedido de defesa administrativa e está atualmente aguardando uma decisão. O valor total envolvido no processo é de aproximadamente R\$ 55 milhões em 31 de dezembro de 2009. Nenhuma provisão foi constituída, pois a CEMIG estima que a chance de perda nesse processo seja “possível”.

Obrigações Trabalhistas

A CEMIG é ré em diversas ações movidas por nossos empregados e terceiros (empregados terceirizados). Essas ações são relativas a, de modo geral, horas extras e adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas a terceirização de mão-de-obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadoria pela Forluz e ajustes salariais.

De acordo com as leis do trabalho brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para serviços não pagos no prazo de dois anos contados da prestação dos serviços (limitado a direitos surgidos a não mais que cinco anos antes do término). Em 31 de dezembro de 2009, o montante em disputa envolvido nas ações supramencionadas era de, aproximadamente, R\$279 milhões e provisionamos R\$81 milhões para o pagamento destes litígios trabalhistas.

Em junho de 2007, a CEMIG recebeu decisão desfavorável em uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho no início de 2003, com o objetivo de evitar que a Companhia utilizasse a terceirização em suas atividades-fim. Na decisão, foi concedido um período de nove meses a contar da decisão para que a CEMIG se abstinhasse de contratar empregados mediante a utilização de companhias terceirizadas como intermediárias. Em março de 2008, o Tribunal Superior do Trabalho concedeu uma decisão liminar suspendendo os efeitos da decisão anterior e seus respectivos efeitos até que ela chegue a uma decisão final. O valor envolvido na questão é de, aproximadamente, R\$42 milhões, em 31 de dezembro de 2009, e a possibilidade de perda foi avaliada como “possível”.

Processos no Curso Normal dos Negócios

Nossa companhia é parte em diversos processos cíveis, principalmente como ré em processos relativos a (i) pessoas que requerem indenização devido a acidentes que ocorreram durante o curso normal dos negócios da CEMIG; (ii) demandas de consumidores; e (iii) obrigações contratuais e outras obrigações comerciais. Em 31 de dezembro de 2009, o montante total envolvido nestas demandas, nas quais a chance de perda é considerada “provável” é de, aproximadamente, R\$168 milhões, e o montante total envolvido nas demandas nas quais a chance de perda é considerada “possível” é de, aproximadamente, R\$2.117 milhões.

Ações Judiciais Relativas a Questões Ambientais.

Somos parte em diversos processos e ações envolvendo assuntos ambientais. Esses processos e ações incluem disputas judiciais e administrativas relacionadas a certos assuntos ambientais, áreas protegidas e indígenas, licenças ambientais e recuperação de danos ambientais. Em dezembro de 2009, o montante envolvido nestas demandas totalizava, aproximadamente, R\$1.211 milhões, dos quais R\$1.187 milhões estão relacionados a processos para os quais a chance de perda é avaliada como “possível”.

Não obstante, devido ao fato de a CEMIG e suas subsidiárias serem rés em diversas ações do tipo pública ou popular, os valores envolvidos em tais processos não podem ser apurados com precisão, devido ao fato de a maioria destas ações estar relacionada a danos ambientais e requerer indenização, recuperação e medidas compensatórias que serão definidas durante o processo. Adicionalmente, ações do tipo públicas ou populares podem afetar outros que não as partes diretamente envolvidas, e estes terceiros poderão ser favorecidos em outras ações

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

conforme determinado pelos respectivos juizes ou tribunais. Desta maneira, os valores acima podem não necessariamente corresponder aos valores precisos a serem gastos pela CEMIG em processos judiciais envolvendo questões ambientais.

Somos réus em uma ação civil pública movida em 5 de fevereiro de 2007, pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio contra a CEMIG, a Southern Electric e a FEAM, que envolve uma ação de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica Nova Ponte, que envolveu o montante de R\$1.081 milhões em 31 de dezembro de 2009. Essa ação civil pública está aguardando julgamento e a possibilidade de perda nesse processo é considerada como “possível”.

Finalmente, a Procuradoria do Estado de Minas Gerais ajuizou quatro ações públicas contra a CEMIG, demandando que a companhia invista no mínimo 0,5% da receita operacional total dos negócios antes do investimento em proteção e preservação ambiental dos lençóis freáticos dos municípios relativos às usinas de geração da CEMIG, desde 1997. Essa ação se baseia na Lei do Estado de Minas Gerais No. 12.503, promulgada em 31 de maio de 1997, e a probabilidade de perda é “possível”. A CEMIG ainda não calculou o valor dessas ações.

Questões Regulatórias

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica do Brasil uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços de energia elétrica a clientes, as tarifas cobradas dos clientes eram uniformes em todo o país, sendo os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados a concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as companhias fosse igual à média nacional. Os déficits experimentados pela maioria das concessionárias de energia elétrica do Brasil eram contabilizados na Conta CRC de cada companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, utilizamos nossos saldos positivos para compensar nossas responsabilidades para com o Governo Federal.

A ANEEL (agência reguladora de energia elétrica) instaurou processo administrativo contra nossa Companhia, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para nós cobrando o valor de R\$516,2 milhões a ser pago até 30 de janeiro de 2004. Impetramos mandado de segurança com o fim de suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público, ou o Cadin. Embora o mandado tenha sido indeferido em primeira instância, recorreremos ao Tribunal Federal da Primeira Região que nos concedeu medida liminar suspendendo a inclusão no Cadin. Ademais, não provisionamos nenhum passivo em relação a essa ação. O valor da ação, atualizado até 31 de dezembro de 2009, é de aproximadamente R\$1.157 milhões. Nenhuma provisão foi registrada com relação a esta questão já que avaliamos a possibilidade de um resultado adverso como “possível”.

Somos réus em ações conjuntas que contestam a cobrança de tarifa para iluminação pública. O valor aproximado destas demandas é de R\$908,7 milhões, em 31 de dezembro de 2009. Acreditamos termos fortes argumentos em nossa defesa nestas ações. Avaliamos a possibilidade de um resultado adverso como “possível”.

Uma ação pública foi movida contra a CEMIG e nove outros réus, solicitando o cancelamento do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) celebrado entre o Ministério Público e a Companhia, e ordenando a restituição aos cofres públicos dos valores transferidos para as companhias réus em conexão com a implementação do programa Luz para Todos. A aplicação da medida provisória foi recusada e o autor apresentou recurso ao Tribunal Regional Federal. O valor envolvido, de R\$1.654 bilhões em 31 de dezembro de 2009, refere-se à solicitação de restituição dos valores recebidos pelas companhias que executaram os serviços contratados pela CEMIG, de forma a cumprir com tal programa governamental, bem como dos honorários advocatícios. A ação foi enviada ao Tribunal Estadual, pois o Tribunal Federal decidiu que não possui jurisdição para julgar o caso. A possibilidade de resultado adverso é avaliada como “possível”.

A CEMIG também impetrou um mandado de segurança para requerer sua inclusão como co-ré em uma ação movida pela AES Sul contra a ANEEL. O juiz deferiu para a CEMIG uma liminar para suspender a ordem de depósito no montante de, aproximadamente, R\$95 milhões, que foi determinado em um acordo. Caso a AES Sul tenha sucesso, a CEMIG pagará tal valor atualizado. A chance de perda é avaliada como “possível”. Atualmente, a ação pública movida pela AES Sul está na fase de instrução. Em 17 de dezembro de 2009, o Juiz determinou a especificação de provas pelas partes.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendo Obrigatório; Prioridade e Valor de Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa companhia está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, determinado de acordo com GAAP brasileiro. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
 - 10% do respectivo valor nominal; ou
 - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Dividendos relativos às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Se após o pagamento do dividendo ordinário, sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das ações preferenciais e das ações ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do conselho de administração.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Quaisquer dividendos intermediários pagos serão calculados com base no dividendo a ser pago no exercício social no qual o dividendo intercalar tiver sido declarado. Nosso Estatuto Social autoriza nosso Conselho de Administração a declarar dividendos intercalares. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

O dividendo obrigatório é calculado com base no lucro líquido corrigido, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Somos obrigados a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor total da reserva seja igual a 20% da totalidade do capital integralizado da Companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o montante da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social integralizado da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa companhia.

Juros sobre o Capital Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital como alternativa à distribuição de recursos a acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no Estatuto Social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a Companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da Companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo BNDES, não podendo exceder do maior entre (i) 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros sobre o capital próprio) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou (ii) 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado. Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se junto ao Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os eventuais pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real valorizou aproximadamente 24,7% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2009. Vide “Item 3 – Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio”.

Os dividendos atinentes às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs preferenciais e ADSs ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Vide “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações Fiscais Brasileiras - Tributação de Dividendos” e “Considerações Fiscais Norte-Americanas e Tributação de Distribuições”. Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

Consta do quadro abaixo o histórico do passado recente das declarações de dividendos e juros sobre o capital às ações ordinárias e ações preferenciais de nossa companhia. Para cada exercício da tabela, o pagamento de dividendos ocorreu no exercício seguinte à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por 1.000 ações ordinárias e por 1.000 ações preferenciais (por uma ação ordinária e por uma ação preferencial após o agrupamento de nossas ações em 11 de junho de 2007) foram os mesmos. Vide “Item 3. Informações Principais - Dados Financeiros Consolidados Seleccionados”.

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital⁽¹⁾

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R\$)(2)	(US\$)(3)	(R\$)(2)	(US\$)(3)
2006	603.948.640	298.836.536	777.832.359	384.874.992
2007	379.426.703	227.392.246	488.297.923	292.639.292
2008	412.568.595	190.853.770	530.949.405	245.616.600
2009(4)	406.964.431	235.171.586	523.737.206	302.650.798

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados como tendo sido pagos no exercício no qual são declarados como correspondentes, mesmo se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados em assembleia geral no ano seguinte.

(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.

(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expressos em reais nominais, pela taxa do *Federal Reserve Board* nas respectivas Datas de Registro (26 de abril de 2007, 25 de abril de 2008, 29 de abril de 2009 e 29 de abril de 2010).

(4) Os dividendos de 2009 foram aprovados nas assembleias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 29 de abril de 2009. Os dividendos de 2009 serão pagos em duas parcelas iguais em junho de 2010 e dezembro de 2010. A primeira parcela será paga em 30 de junho de 2010.

Alterações Relevantes

As emissões das dívidas descritas abaixo consistem em alterações relevantes na nossa condição financeira ocorridas desde a data das nossas demonstrações financeiras incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F:

- Em 15 de janeiro de 2010, a Cemig Geração e Transmissão realizou a sua segunda emissão pública de debêntures simples no valor total de R\$2.700 milhões. As debêntures não possuem garantia, não são conversíveis em ações, e possuem valor nominal unitário de R\$10.000. A primeira série de debêntures terá vencimento em 15 de janeiro de 2012 e a segunda série de debêntures terá vencimento em 15 de janeiro de 2015, com três amortizações anuais, em 2013, 2014 e 2015. As debêntures da primeira série terão juros correspondentes a 100% do CDI, acrescida de um spread de 0,9% ao ano, calculado com base em um ano de 252 dias úteis. Quanto à segunda série das debêntures, somos obrigados a pagar aos debenturistas um montante igual ao valor nominal das debêntures indexada pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), acrescidos de uma taxa de juros anual de 7,6796%. As receitas provenientes da referida emissão foram integralmente utilizadas no resgate antecipado da terceira emissão de notas promissórias da Companhia. As debêntures são garantidas pela CEMIG.
- Em 27 de maio de 2010, a Cemig Distribuição emitiu duas Cédulas de Crédito Comercial em favor do Banco do Brasil S.A., no valor total de R\$600 milhões, com data de vencimento em 10 de maio de 2013, e a taxa efetiva de juros de 11,43% ao ano. Adicionalmente, a Cemig Distribuição efetuou uma operação de *swap* com o Banco do Brasil, no mesmo valor das referidas cédulas, substituindo a taxa de juros de 11,47% ao ano para a taxa de 96% do CDI. Uma das cédulas, no valor de R\$230 milhões, teve seus recursos aplicados na rolagem da dívida existente, sendo garantida pela CEMIG. A outra cédula, no valor de R\$370 milhões, teve seus recursos aplicados no reforço do capital de giro da Companhia, sendo garantida por recebíveis.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a BM&FBovespa. Nossas ADSs preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2009 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG" desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs preferenciais são comprovadas por ADRs preferenciais emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs preferenciais evidenciados pelos ADRs preferenciais emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2009, existiam aproximadamente 123.812.242 ADSs preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 35.45% de nossas 349.222.649 ações preferenciais.

O mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a BM&FBovespa. Nossas ADSs ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2009 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG.C" desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs ordinárias são comprovadas por ADRs ordinários emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs ordinárias evidenciadas pelos ADRs ordinários emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2009, existiam aproximadamente 1.085.343 ADSs ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando menos de 0,40% de nossas 271.154.243 ações ordinárias em circulação.

Em 11 de junho de 2010, o preço de fechamento por ação preferencial na BM&FBovespa foi R\$25,00 e o fechamento do preço por ADS preferencial na NYSE foi US\$14,06.

Em 12 de junho de 2007, nossas ADSs ordinárias começaram a ser comercializadas na NYSE. Em 11 de junho de 2010, o preço de fechamento por ação ordinária na BM&FBovespa foi R\$18,90 e o preço de fechamento por ADS ordinária na NYSE foi US\$10,80.

Constam do quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na BM&FBovespa e de ADSs preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Ordinárias (1)		ADSs Ordinárias (1)		Ações Preferenciais(2)		ADSs Preferenciais (2)	
	Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$		Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2005	13,12	6,85	-	-	16,30	8,69	10,00	4,71
2006	16,86	12,83	-	-	20,28	15,14	13,02	8,75
2007	25,93	15,95	14,50	10,38	26,14	18,39	17,49	11,53
2008	21,80	13,68	13,66	6,41	27,04	17,07	21,82	10,68
2009	22,40	14,41	12,90	6,22	29,78	20,35	17,12	10,39
2008								
1º Trimestre	19,69	15,43	11,53	9,29	21,07	17,07	15,90	12,26
2º Trimestre	21,80	16,51	13,38	10,09	25,95	19,44	20,51	14,50
3º Trimestre	21,73	16,54	13,66	8,86	27,04	19,99	21,82	13,21
4º Trimestre	20,62	13,68	10,96	6,41	25,08	19,27	16,84	10,68
2009								
1º Trimestre	16,54	14,41	7,41	6,22	22,74	20,35	13,01	10,39
2º Trimestre	18,00	16,34	9,47	7,35	24,76	21,56	13,98	10,71
3º Trimestre	18,66	17,11	10,86	8,61	24,58	22,08	13,43	11,29
4º Trimestre	22,40	18,09	12,90	10,66	29,78	22,99	17,12	12,95
2010								
1º Trimestre	21,24	18,83	12,58	10,02	27,70	24,51	16,26	13,34

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Período	Ações Ordinárias (1)		ADSs Ordinárias (1)		Ações Preferenciais(2)		ADSs Preferenciais (2)	
	Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$		Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2º Trimestre	21,86	18,00	12,85	10,00	28,49	23,90	16,77	13,19
Janeiro de 2010	21,24	19,61	12,58	10,83	27,58	25,37	16,25	13,93
Fevereiro de 2010	20,23	19,26	11,05	10,26	26,97	25,22	14,81	13,50
Março de 2010	19,97	19,29	11,48	10,87	26,62	25,47	15,04	14,13
Abril de 2010	21,50	19,47	12,06	11,09	27,55	25,13	16,14	14,46
Mai de 2010	21,86	19,12	12,85	10,00	25,47	28,49	16,77	13,65
Junho de 2010 (3)	19,31	18,00	11,32	10,05	23,90	25,67	14,71	13,19

(1) Em 3 de maio de 2007, efetivamos um desdobramento sob a forma de bonificação de 50% nas ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. O último dia de negociação das ações ordinárias em lotes de 1.000 ações foi 01 de junho de 2007. Uma consolidação das ações ordinárias foi efetivada em 4 de junho de 2007, na forma de um grupamento, pelo qual 500 ações ordinárias, com valor nominal unitário de R\$0,01, foram agrupadas em uma ação ordinária com valor nominal de R\$5,00. O preço por ação ordinária foi devidamente ajustado. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, foi distribuída uma bonificação de 2,02% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs ordinárias, pela emissão de ADSs ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS ordinária. Em 29 de abril de 2009, foi distribuída uma bonificação de 25,000000151% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 14 de maio de 2009, um ajuste correspondente foi feito às ADSs ordinárias, pela emissão de ADS ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS ordinária. Em 29 de abril de 2010, foi distribuída uma bonificação de 10,000000128% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste do preço por ação ordinária. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado nas ADSs ordinárias através da emissão de ADS Ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS ordinária. Os preços das ações ordinárias e das ADSs ordinárias foram ajustados para refletir todos os itens acima.

(2) Em 3 de maio de 2007, efetivamos um desdobramento sob a forma de bonificação de 50% nas ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 7 de maio de 2007, um ajuste correspondente foi feito às ADSs por meio da emissão de uma ADS adicional para cada duas ADSs, resultando em um ajuste do preço por ADS. O último dia de negociação das ações preferenciais em lotes de 1.000 ações foi 01 de junho de 2007. Uma consolidação das ações preferenciais foi efetivada na forma de um grupamento de ações em 4 de junho de 2007, no qual cada 500 ações preferenciais, com valor nominal de R\$0,01 cada foram consolidadas em uma ação preferencial com valor nominal de R\$5,00. Adicionalmente, a operação foi refletida nos ADSs preferenciais em 11 de junho de 2007. O preço unitário das ações preferenciais em unitário de ADS foi ajustado adequadamente. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, uma bonificação de 2,02% foi distribuída sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste ao preço por ação preferencial. Em 8 de maio de 2008, um ajuste equivalente foi aplicado às ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais, resultando no ajuste ao preço por ADS preferencial. Em 29 de abril de 2009, foi distribuída uma bonificação de 25,000000151% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 14 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs preferenciais, pela emissão de ADS preferenciais adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS preferencial. Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,000000128% foi distribuída às ações preferenciais, resultando em um ajuste do preço por ação preferencial. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado nas ADSs preferenciais através da emissão de ADS Ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS Ordinária. Os preços das ações preferenciais e das ADS preferenciais foram ajustados para refletir todos os itens acima.

(3) Até 11 de junho de 2010.

Desde 12 de julho de 2002, nossos recibos de depositário têm sido negociados na LATIBEX, sob o símbolo “XCMIG”. A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na BM&FBovespa

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na BM&FBovespa, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na BM&FBovespa está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a BM&FBovespa possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na BM&FBovespa, são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da BM&FBovespa é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC).

A fim de melhor controlar volatilidade, a BM&FBovespa adotou o mecanismo de suspensão do pregão (*circuit breaker*) em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior, e um período adicional de uma hora caso o índice apresente queda de 5% ou mais após a reabertura da negociação.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A BM&FBovespa é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2009, a capitalização de mercado global das 385 companhias listadas na BM&FBovespa era equivalente a aproximadamente R\$1,3 trilhão e as 10 maiores companhias listadas na BM&FBovespa representaram aproximadamente 53,03% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada na BM&FBovespa, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único acionista principal.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na BM&FBovespa e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BM&FBovespa, do mecanismo de *circuit breaker* em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BM&FBovespa.

Desde outubro de 2001, somos listados no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, de acordo com o qual, nos comprometemos a cumprir o seguinte:

- apresentar um balanço patrimonial consolidado, uma demonstração dos resultados consolidado e a carta acompanhante aos acionistas;
- incluir, nas notas explicativas às nossas demonstrações financeiras, uma demonstração de fluxo de caixa;
- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta, inclusive participação societária beneficiária, excedendo cinco por cento do capital social;
- divulgar a quantidade e as características de valores mobiliários emitidos por nós possuídos direta ou indiretamente por pessoas com acesso a informação privilegiada;
- divulgar mudanças na quantidade de valores mobiliários possuídos por pessoa com acesso a informação privilegiada, nos 12 meses anteriores;
- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;
- divulgar, no final de janeiro de cada ano, um calendário anual de eventos corporativos, e quaisquer modificações subsequentes neste calendário;
- divulgar qualquer acordo que nós tivermos executado com qualquer de nossas afiliadas, subsidiárias, administradores (ou qualquer companhia detida ou controlada por nossos administradores) ou acionistas controladores (ou qualquer afiliada ou subsidiária de nossos acionistas controladores), sempre quando o valor agregado de tal contrato exceda ou R\$200 mil ou 1% de nosso patrimônio líquido, o que for maior. Para cada um desses contratos nós devemos divulgar o motivo, termos, valores, as condições de rescisão e de término e, se aplicável, a influência que o contrato poderá ter sobre nossa administração ou condução dos negócios;
- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes relacionadas; e
- adotar mecanismos que impliquem dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações.

As regras aplicáveis às companhias listadas no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa estão sendo atualmente revisadas e, portanto, tais requisitos estão sujeitos a alterações. Adicionalmente, novos requisitos poderão ser estabelecidos caso a proposta seja aprovada.

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários requer que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou consultivo divulguem a nós,

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

à CVM e à BM&FBovespa o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e nossas controladoras que sejam possuídos por eles ou por pessoas proximoamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à aquisição de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada a nós até 10 dias após o final do mês no qual eles foram adquiridos.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à BM&FBovespa. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, nós podemos enviar à CVM um pedido de tratamento confidencial de certos atos ou fatos relevantes.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Vide “Item 10 Informações Adicionais - Controles Cambiais”.

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo CMN e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as companhias podem ser abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na BM&FBovespa, podendo, contudo, ser negociadas em operação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na BM&FBovespa na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da BM&FBovespa ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

A lei brasileira prevê restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução, e o precedente judicial não seja tão bem definido como em outros países.

A negociação na BM&FBovespa por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos dos Estados Unidos para o exterior visando aos pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs preferenciais permutar suas ADSs preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs ordinárias permutar suas ADSs ordinárias por ações ordinárias, o detentor terá direito de continuar a se basear no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subsequentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das ações preferenciais ou das ações ordinárias ou distribuições relativas às ações preferenciais e às ações ordinárias, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Vide “Item 10. Informações Adicionais. Controles Cambiais”.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Item 10. Informações Adicionais

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 31300040127. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas (i) do nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembleia geral extraordinária realizada em 29 de abril de 2009, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. A descrição de nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso Estatuto Social, fomos constituídos com quatro principais objetivos: (i) construir e operar sistemas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como comércio de serviços de energia elétrica e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no ramo de energia; (iii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior, relacionados ao nosso setor; e (iv) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas direta ou indiretamente com relação a nosso objeto social.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembleias gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembleia geral que deliberar a matéria.

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possua direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Vide “Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Relativos às Ações Preferenciais, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários”.

Acionistas Minoritários

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, conforme mais pormenorizadamente descrito em “– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários”.

Dividendos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, Vide “Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos”.

Assembleias Gerais

As assembleias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As assembleias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente em assembleia geral:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumentos ou diminuições de nosso capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- eleição de membros de nosso Conselho de Administração e de nosso Conselho Fiscal;
- autorização da emissão de debêntures ou de quaisquer outros valores mobiliários conversíveis;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou nosso Estatuto Social;
- aprovação de qualquer fusão ou incorporação com outra companhia na qual nós não sejamos a companhia remanescente ou uma cisão;
- aceitação ou rejeição da avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- aprovação da transformação de nossa companhia em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- aprovação de qualquer dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- qualquer medida relativa à falência ou concordata;
- aprovação dos relatórios financeiros em uma base anual;
- cancelamento do registro junto à CVM como uma companhia controlada pelo poder público ou deslistagem de nossas ações ordinárias da BM&FBovespa, exceto no caso de uma oferta pública de privatização.

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, presentes, pessoalmente ou representados por procuração, em assembleia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outras companhias;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de companhias;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar nossa dissolução; e
- aprovar a incorporação de nossas ações.

Os acionistas poderão ser representados em assembleia geral por procurador constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar o acionista em assembleia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em companhias abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas assembleias gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar assembleia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembleia geral extraordinária no caso em que matérias graves e urgentes afetem nossa companhia; qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar assembleia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações ou por nosso Estatuto Social; e
- por acionistas detentores de no mínimo 5% (cinco por cento) de nosso capital social, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembleia com indicação das matérias a serem discutidas ou para instalação do Conselho Fiscal.

Conselho de Administração

Nosso Estatuto Social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 14 conselheiros e 14 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa companhia;
- eleger e destituir diretores;
- deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa companhia ou a prestação de garantias a terceiros, de valor de pelo menos R\$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a venda ou constituição de garantias reais com relação ao nosso ativo permanente e a prestação por nossa companhia de qualquer garantia fidejussória a quaisquer terceiros em valor superior a R\$14 milhões.
- deliberar, mediante proposta da Diretoria, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa companhia, de valor superior a R\$5 milhões;
- convocar a Assembleia Geral;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- fiscalizar a gestão da Diretoria, examinando nossos livros e papéis e solicitando informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- manifestar-se previamente em relação ao relatório da administração e responsabilidades do Conselho de Administração, a serem submetidos à aprovação da Assembleia Geral Ordinária;
- aprovar nossas demonstrações financeiras anuais ou trimestrais;
- escolher e destituir os auditores independentes;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura ou dispensa de concorrência para aquisição de bens ou serviços com valor de pelo menos R\$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a instauração de ações judiciais e administrativas por conta de nossa companhia e a solução de questões judiciais e extrajudiciais em que nossa companhia esteja envolvida, com valor de pelo menos R\$14 milhões;
- aprovar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capitais local e internacional;
- delegar à Diretoria poderes para autorizar a assinatura de contratos de comercialização de energia elétrica ou prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o plano estratégico anual de longo prazo da CEMIG, o plano estratégico de implementação plurianual, o orçamento anual, bem como quaisquer alterações ou revisões dos mesmos;
- estabelecer, anualmente, as diretrizes e os limites, incluindo limites financeiros, para gastos com pessoal, incluindo concessão de benefícios e celebração de contratos coletivos de trabalho, observada a competência da assembleia geral de acionistas e de acordo com o orçamento anual aprovado;
- autorizar o exercício de direito de preferência no âmbito de acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, exceto no caso da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão, com relação as quais a competência para deliberar sobre esses assuntos será da assembleia geral de acionistas; e
- aprovar as declarações de voto em assembleias gerais de acionistas e orientações de voto em reuniões de conselhos de administração de subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, quando relacionada à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, sendo que as decisões devem, em qualquer hipótese e não apenas com relação a assuntos relacionados à participação no capital de outras companhias ou consórcios, observar os termos do Estatuto Social, do plano estratégico de longo prazo e do plano estratégico de implementação plurianual.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizará após a eleição de seus membros, cabendo ao vice-presidente substituir o presidente em suas ausências ou impedimentos para exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na assembleia geral de acionistas em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso Estatuto Social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

Direitos de Resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

- (1) criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);
- (2) modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- (3) reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- (4) alterar nosso objeto social;
- (5) proceder à incorporação de nossa companhia por outra companhia ou à fusão de nossa companhia;
- (6) transferir a totalidade de nossas ações a outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia;
- (7) aprovar a aquisição do controle de outra companhia por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- (8) aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei Brasileira das Sociedades por Ações; ou
- (9) na hipótese de a companhia resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa companhia não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembleia na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra poderão exigir que nossa companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) e (8) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez por ocasião da deliberação do acionista. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, a menos que, no caso dos itens (1) e (2) supra, a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembleia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembleia geral extraordinária.

Nossa companhia fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei N° 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembleia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembleia geral.

Direitos de Acionistas Minoritários

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que esses acionistas suspeitem que a legislação brasileira ou o Estatuto Social da companhia tenham sido violados ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de convocar assembleias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembleia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas minoritários que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas minoritários), e

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações sem direito a voto, incluindo ações preferenciais, tais como alteração no pagamento ou dos direitos de voto, poderão resultar no exercício de direitos de avaliação pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na BM&FBovespa

O cancelamento de nosso registro como companhia aberta, deverá ser precedido por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria companhia para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e
- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: valor contábil, valor contábil líquido avaliado tomando por referência o preço de mercado, fluxo de caixa descontado, múltiplos, preço de nossas ações no mercado ou qualquer outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade. Atualmente, nosso Estatuto Social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Controles Cambiais

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ações ordinárias de instituições não-financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter pagamentos de dividendos e os recursos da venda de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento junto ao Banco Central e à CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução CMN nº 1.289, conforme alterada pela Resolução CMN nº 1.927, também conhecida como Normas do Anexo V. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN nº 2.689 de 26 de janeiro de 2000, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução CMN nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução CMN nº 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, ressalvada a transferência resultante de reestruturação societária fora do Brasil ou que ocorra quando da morte de investidor estrangeiro por força de lei ou testamento.

Os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias que não tenham registrado seu investimento junto ao Banco Central poderão ser adversamente impactados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

O Regulamento do Anexo V prevê a emissão de *depository receipts* em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs preferenciais foram aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs preferenciais e às ADSs ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs preferenciais permutar tais ADSs preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs ordinárias permutar tais ADSs ordinárias por ações ordinárias, o titular terá direito de contar com o certificado de registro do banco depositário durante cinco dias úteis após a permuta. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução No. 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução No. 2.689, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Vide “—Tributação — Considerações Fiscais no Brasil.”

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subsequentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição das principais consequências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, “entidades de transferência” tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias como parte de uma operação de *hedging*, operações de venda construtiva, operação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares americanos. Adicionalmente, o referido resumo não descreve quaisquer implicações no âmbito da lei estadual ou local norte-americana ou do imposto federal, do imposto sobre doações ou do imposto referente ao sistema de saúde na receita líquida de investimentos.

O sumário baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo. Os adquirentes em potencial de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Considerações Fiscais Brasileiras

Geral – A explanação a seguir resume as principais consequências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado junto ao Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às consequências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Tributação de Dividendos – Os dividendos pagos por nossa companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos até 1º de janeiro de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio – A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. Esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social da companhia. Esses juros estão limitados à variação *pro rata die* da taxa de juros de longo prazo do Governo Federal, conforme apurada pelo Banco Central de tempos em tempos, não podendo ultrapassar o que for maior entre:

- 50% do lucro líquido (após a contribuição social sobre lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs preferenciais referentes a ações preferenciais e ADSs ordinárias referentes a ações ordinárias) ficará sujeito a retenção de imposto na fonte à alíquota de 15%, ou 25% se o detentor não-brasileiro é domiciliado em jurisdição que não exija imposto de renda ou na qual a alíquota máxima do imposto de renda seja inferior a 20%, ou ainda na qual a legislação local imponha restrições à divulgação da composição societária ou à propriedade de investimentos, ou um Detentor em Paraíso Fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

Em 24 de junho de 2008, a Lei 11.727 foi promulgada, estabelecendo o conceito de “regime fiscal privilegiado”. Nos termos da nova lei, um “regime fiscal privilegiado” aplica-se a uma jurisdição que atenda a qualquer dos seguintes requisitos: (1) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (2) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não-residentes (a) sem requerer atividade econômica substancial na jurisdição desse não-residente, ou (b) na medida em que esse não-residente não conduza atividade econômica substancial na jurisdição desse não-residente; (3) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerada no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (4) restrinja a divulgação sobre a titularidade de ativos e direitos de propriedade ou restrinja a divulgação sobre a realização de transações econômicas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva aplicar-se apenas para fins de regras de preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também se aplicaria a investimentos conduzidos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil para os propósitos dessa lei. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei 11.727 de 24 de junho de 2008 e, dessa forma, não podemos prever se a Receita Federal brasileira ou se os tribunais brasileiros poderão decidir que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva ser aplicável para considerar um não-residente como um Residente em Paraíso Fiscal quando conduzir investimentos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil. Porém, caso o conceito de “regime fiscal privilegiado” seja interpretado como aplicável a transações conduzidas nos mercados financeiro e de capitais no Brasil, essa lei fiscal resultaria, portanto, na imposição de tributação a Detentores Não-Residentes que se enquadrem nas exigências de regime fiscal privilegiado da mesma forma aplicável a um Residente em Paraíso Fiscal.

Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital próprio sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa companhia fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto retido na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado junto ao Banco Central do Brasil.

Não podemos garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital próprio.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Tributação de Ganhos – Nos termos da Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, tais como nossas ações, por um detentor não-brasileiro, estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente da alienação ter ocorrido no Brasil ou no exterior e/ou se a alienação é realizada ou não para uma pessoa física ou entidade residente ou domiciliada no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Ganhos de capital auferidos por detentores não-brasileiros na alienação de ações vendidas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas em mercado de balcão organizado):

- estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte a alíquota zero, se realizados por um detentor não-brasileiro que (i) registrou seu investimento junto ao Banco Central nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional do Brasil, ou um Detentor Registrado, e (ii) não é um Detentor em Paraíso Fiscal; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% com relação aos ganhos de capital auferidos por um detentor não-brasileiro que seja um Detentor Registrado (incluindo detentores não-brasileiros que se enquadrem aos termos da Lei nº 4.131/62) e ganhos de capital auferidos por Detentores em Paraíso Fiscal que sejam Detentores Registrados. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação das ações que sejam alienadas em bolsa de valores no Brasil:

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% quando efetivados por um detentor não-brasileiro que não seja um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 25% quando efetivadas por um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não.

Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado, no Brasil, com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não-brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs Preferenciais e ADSs Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil – Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida no artigo 26 é recente e genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades fiscais não estão

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a Permuta de ADSs preferenciais por ações preferenciais ou de ADSs ordinárias por ações ordinárias – apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não deveria estar sujeita à tributação no Brasil. Os detentores não-brasileiros poderão trocar ADSs preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a imposto de renda retido na fonte.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes às ADSs preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes às ADSs ordinárias, os detentores não-brasileiros também podem optar por registrar junto ao Banco Central o valor de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 2.689/00, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima para “Tributação de Dividendos”.

Alternativamente, os detentores não-brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos junto ao Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção “Detentores Não-Brasileiros Ordinários”.

Ganhos sobre a Permuta de Ações Preferenciais por ADSs Preferenciais ou de Ações Ordinárias por ADSs Ordinárias – O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs preferenciais ou de ações ordinárias por ADSs ordinárias poderá ficar sujeito a imposto de renda no Brasil sobre ganhos de capital, caso o valor anteriormente registrado junto ao Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ações ordinárias ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução nº 2.689, o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial ou ações ordinárias em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume dessas ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido no dia do depósito; ou
- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio em bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das ações preferenciais ou ações ordinárias, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para Detentores em Paraísos Fiscais. Embora não haja uma clara instrução regulatória, essa tributação não deverá se aplicar a Detentores Não-Residentes registrados nos termos da Resolução nº 2.689/00, exceto Residentes em Paraíso Fiscal.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações de Câmbio, ou IOF, sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. Atualmente, a alíquota do IOF para praticamente todas as transações cambiais é de 2% sobre a entrada de recursos no Brasil para investimentos conduzidos por Detentores Não-Residentes nos mercados financeiro e de capitais no Brasil nos termos dos regulamentos emitidos pelo CMN. A remessa de recursos relacionados a investimentos conduzidos por Detentores Não-Residentes nos mercados financeiro e de capitais no Brasil, bem como a remessa de dividendos e juros sobre capital próprio estão sujeitos a IOF/Câmbio à taxa de 0%. Embora não haja uma clara instrução regulatória, a conversão de reais para dólares para pagamento de dividendos a detentores de ADSs também deverá se beneficiar do IOF/Câmbio à taxa de 0%.

Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Bonds Tax, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras. A alíquota de IOF aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs preferenciais, ações ordinárias e ADSs ordinárias) é atualmente zero, embora o Ministério da Fazenda possa aumentar tal alíquota para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Outros Impostos Brasileiros – Alguns estados brasileiros impõem impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco tarifas ou impostos similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, detentores de ADRs que evidenciem ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

Tributação de Distribuições – As distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subsequentemente, como ganho de capital (contanto que as ações ou ADSs sejam detidas como bens de capital). Conforme empregado abaixo, o termo “dividendo” significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou (ii) às ações representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em qualquer das hipóteses, não são passíveis da dedução por dividendos recebidos facultada à companhia. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais relativamente ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como relativamente às consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma “categoria de receita passiva” ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma “categoria geral de receita” para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros relativamente a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de “ações ordinárias” adicionais ou de direitos de preferência atinentes a essas “ações ordinárias”, relativamente às suas ações ordinárias ou ADSs ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

adicional de origem norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como “ações preferenciais” ou “ações ordinárias” para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como “ações ordinárias” para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs preferenciais. Por outro lado, se as ações forem tratadas como “ações preferenciais” uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição não rateada.

Os detentores de ações ou ADSs que não sejam detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão sujeitos a imposto de renda federal ou a retenção de imposto na fonte incidente sobre dividendos recebidos com relação a ações ou ADSs, a menos que essa receita esteja efetivamente ligada à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor.

Receita de Dividendo Qualificada – Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam “receita de dividendo qualificada” atualmente poderão estar sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de “companhias estrangeiras qualificadas”. Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo “receita de dividendo qualificada” não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 120 dias com início na data que seja 60 dias anterior à data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem ineligíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa companhia constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital – Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

O ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação. O ganho realizado por detentor norte-americano em venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Caso o imposto retido na fonte ou o imposto de renda brasileiro for exigido na venda ou alienação de ações ou ADSs, conforme descrito em “—Tributação— Considerações Fiscais Brasileiras”, o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda ou alienação antes da dedução do imposto retido na

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros e quaisquer impostos brasileiros exigidos em distribuições que não constituam dividendos para fins de imposto dos Estados Unidos está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais e à alienação de ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias.

Um detentor de ações ou ADSs que não seja detentor norte-americano não ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos ou imposto de retenção na fonte sobre ganho realizado na venda de ações ou ADSs, a menos que (i) tal ganho esteja efetivamente ligado à condução de transação ou negócio nos Estados Unidos por parte do detentor; ou (ii) no caso de ganho realizado por detentor pessoa física, se o detentor tenha permanecido nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no exercício em que ocorreu a venda e certas outras condições tenham sido atendidas.

Prestação de Informações e Retenção na Fonte – As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs e detentores norte-americanos deverão estar de acordo com os procedimentos de certificação aplicáveis para demonstrar que eles não estarão sujeitos a garantir retenções. Os detentores de ADSs que não sejam detentores norte-americanos poderão ser obrigados a observar os procedimentos de certificação aplicáveis a fim de estabelecer que não são pessoas norte-americanas evitando, assim, a aplicação das exigências de prestação de informações e de retenção na fonte dos Estados Unidos.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa companhia paga dividendos sobre ações preferenciais nos valores e na forma estipulada no “– Item 8 Informações Financeiras — Política e Pagamento de Dividendos”. Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, ou o *Exchange Act*. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 Fifth Street, N.E., Sala 158, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Nós possuímos apólices de seguro para cobertura de danos ao imóvel onde se localiza a nossa sede, às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações causados por incêndio e riscos tais como falha de equipamentos. Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos à aeronave utilizada em nossas operações. Não possuímos seguro geral de responsabilidade civil para terceiros para a cobertura de acidentes e não solicitamos propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional. Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa companhia e consequentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Vide “Item 3 – Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG - Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil.”

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída segundo as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias efetivar a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil. Uma sentença contra nossa companhia ou as pessoas descritas acima, obtida fora do Brasil e transitada em julgado está sujeita à homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida;
- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a Lei brasileira;
- não estiver sujeita a recurso;
- se referir a pagamento de quantia certa;
- for autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs preferenciais ou às ADSs ordinárias e às ações ordinárias representadas pelas ADSs ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito à ordem pública e à soberania nacional do Brasil, os tribunais brasileiros vão imputar responsabilidade civil em face da nossa companhia e nossos administradores nesses tipos de ações; e
- a capacidade de um exequente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não-brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Apesar do fato de nossas compras de energia elétrica de Itaipu, que representaram R\$865 milhões em 2009, estarem denominadas em dólares dos Estados Unidos, os efeitos do respectivo risco cambial não são mais refletidos em nossas receitas e despesas operacionais em virtude das mudanças na legislação tarifária em 2001, que permite que concessionárias de energia elétrica, tais como a nossa, registrem as perdas cambiais relacionadas às compras de Itaipu como ativo diferido regulatório. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Estimativas Críticas Contábeis”.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2009, aproximadamente 2,0% de nossa dívida em aberto, ou R\$190 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 90,0%, ou R\$171 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa companhia não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2009, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o fim de proteger nossa exposição à taxa de câmbio. A finalidade dos *swaps* foi reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI. Vide Notas Explicativas 2(d), 14, 22, 24 e 25 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2010, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 20% do real contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas seria de aproximadamente R\$36 milhões, referentes principalmente a empréstimos e financiamentos e principalmente em razão do aumento da nossa despesa financeira denominada em reais, que seria refletida na nossa demonstração do resultado. Em 2010, a desvalorização hipotética de 20% do real frente ao dólar dos Estados Unidos acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$241,8 milhões, refletindo o aumento de custo em reais do serviço de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira e o aumento das compras de energia de Itaipu. Esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, as respectivas despesas financeiras e as despesas relacionadas à aquisição de energia de Itaipu encontram-se denominadas. Esta análise de sensibilidade também pressupõe que a flutuação desfavorável da taxa de câmbio que afeta a aquisição de energia de Itaipu afetaria os pagamentos anuais, porém não afetaria a despesa registrada na demonstração do resultado, uma vez que a despesa cambial adicional seria registrada como ativo diferido regulatório.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2009:

Portfólio do Endividamento Total

	R\$ (milhões)
Dólar dos Estados Unidos..	
Financiamentos.....	171
Mais derivativos contratados.....	8
	<hr/> 179
Outras moedas	
Financiamentos.....	19
Passivo Líquido exposto a risco cambial.....	<hr/> 198

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2009, possuíamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R\$9.277 milhões, dos quais aproximadamente R\$8.770 milhões estavam sujeitos a juros com taxas flutuantes. Desse valor de R\$8.770 milhões, R\$8.734 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação estabelecidos pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R\$36 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2009, possuíamos passivos líquidos de outros recursos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R\$2.812 milhões. Esses ativos consistiam principalmente de nossa conta de recebíveis do Governo Estadual e ativos regulatórios diferidos, parcialmente compensados por obrigações da CCEE, sobre as quais incidiam juros a taxas atreladas ao IGP-DI e à SELIC, respectivamente, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos bases na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2009 resultaria em uma perda potencial de R\$28.12 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento		R\$ (milhões)
Dívida de taxa flutuante:		
Denominada em reais		8,734
Denominada em moeda estrangeira		36
		<u>8,770</u>
Dívida de taxa fixa:		
Denominada em moeda estrangeira		154
		<u>154</u>
Total		<u><u>8,924</u></u>
		Total da Carteira Taxa flutuante (R\$ milhões)
Ativo:		
Caixa e equivalentes		3.811
Conta a receber do Governo Estadual		1.824
Ativos regulatórios diferidos		<u>323</u>
Total		5.958
Passivo:		
Conta a pagar a fornecedores - pagamento a gerador por energia adquirida na CCEE		-
Financiamentos (Taxa Flutuante)		(8.770)
Instrumentos derivativos ⁽¹⁾		<u>-</u>
Total do passivo		(8.770)
Total		(2.812)

(1) *Swaps* destinados a reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI.

Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações

American Depositary Shares

O Citibank, N.A. atua como depositário (“Depositário”) das nossas ADSs ordinárias e ADSs preferenciais. Os titulares de ADSs, qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante das titularidade das ADSs, e pessoas que efetuam depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados (conforme definidas nos Contratos de Depósito) são obrigadas a pagar ao Depositário certas taxas e correspondentes encargos, conforme identificados a seguir.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As taxas relativas às nossas ADSs ordinárias são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs ordinárias mediante depósito de ações ordinárias (sem incluir emissões em virtude de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo).	Até \$5,00 por 100 ADSs ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ordinárias ou recebeu ADSs ordinárias.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs ordinárias.	Até \$5,00 por 100 ADSs ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs ordinárias para fins de retirada de Valores Mobiliários Depositados ou pessoa a quem os Valores Mobiliários Depositados foram entregues.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (por exemplo, direitos de venda e outros direitos).	Até \$2,00 por 100 ADSs ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs ordinárias nos termos dos (i) dividendos de ações ou outras distribuições livres de ações, ou (ii) exercício de direitos para aquisição de ADSs ordinárias adicionais.	Até \$5,00 por 100 ADSs ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de valores mobiliários, exceto ADSs ordinárias ou direitos para aquisição de ADSs ordinárias adicionais (por exemplo, ações de cisão).	Até \$5,00 por 100 ADSs ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	\$1,50 por certificado de transferência.	Pessoa que apresenta o certificado de transferência.

As taxas relativas às nossas ADSs preferenciais são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs preferenciais mediante depósito de ações preferenciais (sem incluir emissões contempladas nos parágrafos (3)(b) e (5) abaixo).	Até \$5,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem os depósitos são feitos ou que recebeu ADSs preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs preferenciais.	Até \$5,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs preferenciais ou efetuou retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendos em dinheiro ou (b) ADSs preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, na medida em que proibida pela bolsa de Valores na qual as ADSs preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs preferenciais nos termos dos	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até \$2,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs preferenciais mediante exercício de direitos.	Até \$5,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2009 totalizaram aproximadamente US\$ 3,1 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora

Determinados compromissos financeiros e contratos de financiamento da CEMIG exigem a observância de índices financeiros que requerem que nós mantenhamos coeficientes financeiros, calculados de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. Em 31 de dezembro de 2009, não estávamos em conformidade com alguns índices, tais como:

- relação Dívida / LAJIDA, contida em um instrumento de crédito entre a Cemig Distribuição e o Santander (originalmente, ABN Amro Bank). Tal relação deve ser obrigatoriamente menor ou igual a 2,5, e em 31 de dezembro de 2009, a relação era 2,8, tanto para a Cemig Distribuição como para a CEMIG (como garantidor). A Cemig Distribuição e a CEMIG obtiveram uma dispensa do Santander.
- a relação Dívida / (Patrimônio Líquido + Dívida), contida em instrumentos de crédito entre a Cemig Geração e Transmissão e o Banco Itaú BBA e o Banco BNP Paribas. Tal relação deve ser obrigatoriamente menor ou igual a 53%, e em 31 de dezembro de 2009, a relação era 61%. A Cemig Geração e Transmissão obteve uma dispensa dos credores que são partes nos contratos.
- a relação Dívida de curto prazo/LAJIDA, contida em instrumentos de crédito entre a Cemig Geração e Transmissão e o Banco Itaú BBA. Tal relação deve ser obrigatoriamente menor ou igual a 90%, e em 31 de dezembro de 2009, a relação era 143% para a Cemig Geração e Transmissão e 115% para a CEMIG (como garantidor). A Cemig Geração e Transmissão e a CEMIG obtiveram uma dispensa do Banco Itaú BBA.
- a relação Gasto de Capital /LAJIDA, contida em instrumentos de crédito entre a Cemig Distribuição e o Banco Itaú BBA. Tal relação deve ser obrigatoriamente menor ou igual a 60%, e em 31 de dezembro de 2009, a relação era 91%. A Cemig Distribuição obteve uma dispensa do Banco Itaú BBA.

Todas as dispensas obtidas afirmam que os respectivos credores não exercerão seus direitos de exigir ou a antecipação ou o pagamento imediato do valor total devido até 31 de dezembro de 2010.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos

Não se aplica.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Nossos Diretores, incluindo nosso Diretor Presidente, ou Presidente, e nosso Diretor de Finanças, Participações e de Relação com Investidores, ou Diretor Financeiro, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação, e concluíram que em 31 de dezembro de 2009, esses controles e procedimentos foram eficazes para fornecer razoável certeza de que as informações a serem divulgadas nos nossos arquivamentos e registros nos termos do *Exchange Act* são (i) registradas, processadas, resumidas e reportadas nos períodos determinados nas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive o nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, conforme adequadas para permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual dos Gerentes sobre Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Nossa diretoria, inclusive nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável pelo estabelecimento e manutenção do sistema de controles internos sobre relatórios financeiros.

Nossos controles internos sobre nossos relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos que foram implementados para fornecer segurança razoável em relação (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) à preparação de registros contábeis de acordo com os USGAAP; (iii) ao processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com autorização da administração; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas, e da alienação ou distribuição de ativos materiais. Nós enfatizamos que, devido às suas limitações inerentes, existe a possibilidade de que essas ações possam não prevenir ou detectar demonstrações falhas. Adicionalmente, projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas aos riscos de que controles possam se tornar inadequados em função de mudanças em condições, ou grau de confiabilidade com as políticas ou procedimentos pode declinar.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2009, baseada no critério estabelecido na Estrutura de Controles Internos Integrados especificada pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, ou COSO, e concluímos que, para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2009, nosso sistema de controles internos sobre relatórios financeiros é efetivo.

A firma de auditores públicos independentes da Companhia que auditou as nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2009, a KPMG Auditores Independentes, auditou a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e emitiu um atestado, incluído a seguir.

O Comitê de Ética

Nosso Comitê de Ética foi estabelecido em 12 de agosto de 2004, e é composto de três membros permanentes e três membros suplentes. É responsável pela gestão, interpretação e atualização do Código de Condutas Profissionais.

O Comitê recebe e investiga todos os relatos de violação aos princípios de ética e padrões de conduta, desde que apresentados em um documento escrito assinado pela parte interessada e destinado a: CEMIG, Av. Barbacena 1200, SA/17º andar/B2. O Comitê também pode ser contatado pelo e-mail comissaodeetica@cemig.com.br.

Em dezembro de 2006, implementamos o Canal de Denúncia Anônima, disponível em nosso intranet. O propósito deste programa é receber, encaminhar e processar queixas de práticas irregulares, como fraude financeira, apropriação indevida de ativos, recebimento de vantagens indevidas, e a realização de contratos ilegais. Esse canal representa o objetivo da Companhia de melhorar a transparência, correção de comportamentos antiéticos ou ilegais e o melhoramento da governança corporativa, assim como ser um instrumento que atende os requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley*.

(c) Atestado da Firma de Auditoria Registrada

Relatório dos Auditores Independentes Registrados

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
 Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Examinamos os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ("Companhia") em 31 de dezembro de 2009, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (*Internal Control – Integrated Framework*) emitida pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (COSO) da Comissão *Treadway*. A Administração da Companhia é responsável por manter controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras e pela avaliação da eficácia dos controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras, incluída no "Relatório Anual da Administração Sobre Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras". Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras com base em nosso exame.

Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (*PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board*). Estas normas requerem que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que foram mantidos, em todos os aspectos materiais, controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras. Nossa auditoria compreendeu a obtenção de um entendimento sobre os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras, avaliação do risco de existência de uma fraqueza material, e teste e avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos, baseado na avaliação de risco. Nosso exame também incluiu a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nosso exame proporcionou uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Um controle interno sobre a preparação das demonstrações financeiras da Companhia é um processo desenhado para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade do processo de preparação das demonstrações financeiras para fins externos, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras incluem as políticas e os procedimentos que (1) relacionam-se à manutenção de registros que, com detalhe razoável, possam refletir com exatidão e satisfatoriamente as transações e destinações dos ativos da Companhia; (2) proporcionam razoável segurança de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América, e que os recebimentos e gastos da Companhia sejam feitos somente com as autorizações da administração e dos diretores da Companhia; e (3) proporcionam segurança razoável relativa à prevenção ou à detecção tempestiva de aquisição, uso ou destinação não autorizados dos ativos da Companhia, que possam ter um efeito significativo sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras podem não evitar ou detectar erros. Da mesma forma, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos pode se deteriorar.

Em nossa opinião, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2009, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos emitida pelo COSO.

Adicionalmente, examinamos, de acordo com as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (*PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board*), os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2009 e 2008, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados e de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2009, e nosso parecer de 28 de junho de 2010 expressou uma opinião sem ressalva sobre tais demonstrações financeiras consolidadas.

KPMG Auditores Independentes

Belo Horizonte, Brasil
28 de junho de 2010

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Não houve mudança em nosso controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano finalizado em 31 de dezembro de 2009 que afetou de maneira importante, ou que provavelmente afetaria de maneira importante, nosso controle interno sobre relatório financeiro.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre comitês de auditoria de companhias listadas, emissores não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são Luiz Otávio Nunes West e Ari Barcelos da Silva.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Exchange Act*. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros e demais diretores e empregados. Nosso código de ética foi arquivado junto à SEC como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, e também está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de 5 dias úteis contados da alteração ou dispensa em nosso site na Internet no mesmo endereço.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela a seguir resume os honorários totais faturados à nossa companhia pela KPMG Auditores Independentes nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009 e 2008:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2009	2008
	(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	1.688	1.005
Honorários por assessoria fiscal	199	82
Honorários por serviços relacionados a auditoria	-	280
Total de honorários	1.887	1.367

Honorários de Auditoria – Os honorários de auditoria contidos na tabela acima são os honorários totais faturados pela KPMG Auditores Independentes em 2009 e 2008, em função da auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e nos Estados Unidos e da revisão de nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Honorários por Serviços Relacionados a Auditoria – Os honorários por serviços relacionados a auditoria para serviços de diagnóstico em relação à implementação do IFRS.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza, a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem de Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem de comitês de auditoria, contida na Regra 10A-3(c)(3) do *Exchange Act*. Possuímos um Conselho Fiscal que realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Conselho Fiscal seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Conselho Fiscal não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Conselho Fiscal em relação à nossa administração. Nosso Conselho Fiscal, de acordo com seu regimento, faz recomendações ao nosso Conselho de Administração referentes à nomeação, contratação e supervisão dos trabalhos de qualquer empresa de auditoria independente contratada com a finalidade de preparar ou emitir um relatório de auditoria ou realizar qualquer outra auditoria, revisar ou atestar serviços para nossa companhia, visto que a legislação brasileira exige que nosso Conselho de Administração nomeie, constitua e supervisione os trabalhos da empresa de auditoria independente.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Conselho Fiscal de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa companhia fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE. O quadro a seguir resume essas diferenças.

Artigo	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Nos termos do Artigo 303A das normas da New York Stock Exchange, “companhia controlada” é considerada como uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG são detidos pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada como uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG. Contudo, a maioria dos membros do

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

		Conselho de Administração da CEMIG é de membros independentes.
303A.03	Os conselheiros não encarregados de administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.
303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança corporativa designado composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não está obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não-independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que dêem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, , que permite emissores não norte-americanos a não terem um Conselho Fiscal. Nosso Conselho Fiscal exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido no direito brasileiro. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o Estatuto Social.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.	Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem certas matérias especificadas mínimas	A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Adicionalmente, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

303A.12

Cada Diretor Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE, a cada exercício, de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa listados pela NYSE

Internos de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.

O Diretor Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-82 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário 20-F:

- Relatório da KPMG Auditores Independentes para os anos de 2009 e 2008
- Balanços Patrimoniais Consolidados Auditados de 31 de dezembro de 2009 e 2008
- Demonstrações do Resultado Consolidado e Receitas (Despesas) Compreensivas Auditadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 29 de abril de 2010.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- 4.1 Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.2 Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.3 Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo No. 1-15224)).
- 4.4 Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010.
- 4.5 Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.6 Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.7 Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.8 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- 4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.17 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não-Convertíveis, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A., a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009.
- 4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 30 de dezembro de 2009.
- 4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010.
- 8 Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).
- 11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).
- 12.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 12.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ASSINATURAS

A requerente por este ato certifica que atende a todas as exigências de arquivamento segundo o Formulário 20-F e que devidamente fez com que o presente relatório anual fosse firmado em seu nome pelo infra-assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS
GERAIS – CEMIG

Por: /ass./: Djalma Bastos de Moraes____

Nome: Djalma Bastos de Moraes

Cargo: Diretor Presidente

Data: 30 de junho de 2010

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2009 e de 2008 e para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e Parecer dos Auditores Independentes

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Parecer dos auditores independentes

(Tradução do relatório original em inglês referente às demonstrações financeiras consolidadas elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América)

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas ("Companhia") em 31 de dezembro de 2009 e 2008, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados e de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa correspondentes a cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2009. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossos exames.

Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*). Essas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras não contêm erros materiais. Uma auditoria compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as divulgações às demonstrações financeiras. Uma auditoria também compreende a avaliação dos princípios contábeis e das estimativas significativas adotadas pela Administração bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para emitirmos a nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2009 e 2008, os resultados de suas operações e de seus fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2009, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

Adicionalmente, examinamos, de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*), os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2009, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (*Internal Control – Integrated Framework*) emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (COSO) da Comissão *Treadway*, e nosso parecer de 28 de junho de 2010 expressou um parecer sem ressalva sobre a eficácia dos controles internos da Companhia sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras.

KPMG Auditores Independentes

Belo Horizonte, Brasil
28 de junho de 2010

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E 2008

(Em milhares de reais)

	31 de dezembro de	
	2009	2008
ATIVO CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 6)	3.904	1.969
Contas a receber, líquido (nota 7)	1.949	1.705
Contas a receber – uso da rede básica de transmissão	364	439
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	263	754
Créditos tributários (nota 5)	82	48
Impostos a recuperar (nota 8)	768	672
Dividendos	81	86
Fundos Vinculados	-	207
Revisão Tarifária da Transmissão (notas 4 e 27)	83	-
Outros	384	336
	-----	-----
	7.878	6.216
	-----	-----
INVESTIMENTOS (nota 9)	3.329	1.203
	-----	-----
ATIVO IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 10)	13.863	13.733
INTANGÍVEIS, LÍQUIDO (nota 10)	251	278
	-----	-----
	14.114	14.011
OUTROS ATIVOS:		
Contas a receber, líquido (nota 7)	32	17
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	60	332
Revisão Tarifária da Transmissão (notas 4 e 27)	36	-
Impostos a recuperar (nota 8)	210	253
Créditos tributários (nota 5)	333	435
Contas a receber do Governo do Estado (nota 3)	1.824	1.801
Depósitos Judiciais (nota 11)	663	351
Outros	82	162
	-----	-----
	3.240	3.351
	-----	-----
ATIVO TOTAL	28.561	24.781
	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E 2008

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	31 de dezembro de	
	2009	2008
PASSIVO CIRCULANTE:		
Empréstimos e Financiamentos (nota 14)	3.913	1.197
Fornecedores (nota 12)	668	719
Salários e encargos sociais	341	279
Impostos a recolher (nota 13)	451	471
Passivo Regulatório – Revisão Tarifária (nota 4 e 26)	-	214
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar (nota 18)	954	960
Participação dos empregados no resultado (nota 21)	97	117
Encargos regulatórios a recolher (nota 15)	317	460
Impostos de renda diferido (nota 5)	27	-
Instrumentos Financeiros (nota 24)	78	94
Obrigações Pós-Emprego (nota 16)	82	75
Provisões para Contingências (nota 17)	128	-
Outros	329	303
	-----	-----
	7.385	4.889
	-----	-----
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO:		
Empréstimos e Financiamentos (nota 14)	5.364	5.314
Impostos a recolher (nota 13)	338	106
Encargos regulatórios a recolher (nota 15)	262	20
Impostos de renda diferido (nota 5)	216	148
Provisões para Contingências (nota 17)	519	472
Passivo regulatório – obrigações especiais (nota 2r)	2.504	2.510
Obrigações Pós-Emprego (nota 16)	1.308	1.765
Outros	242	224
	-----	-----
	10.753	10.559
	-----	-----
PATRIMÔNIO LÍQUIDO: (nota 18)		
Capital social -		
Ações preferenciais – 349.222.649 mil autorizadas e emitidas e 349.015.265 mil em circulação em 31 de dezembro de 2009	1.635	1.286
Ações ordinárias – 271.154.243 mil ações autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2009	1.273	1.002
	-----	-----
	2.908	2.288
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros retidos apropriados	1.673	2.200
Lucros retidos não apropriados	3.130	2.386
Accumulated other comprehensive loss	(458)	(711)
	-----	-----
	10.423	9.333
	-----	-----
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	28.561	24.781
	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DE RESULTADOS E LUCROS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, 2008 E 2007 (Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS:			
Venda de energia elétrica para consumidores finais (nota 19a)	10.994	10.497	10.191
Venda de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (nota 19a)	1.682	1.069	1.134
Uso da rede básica de transmissão (nota 19d)	1.999	1.865	1.705
Outras receitas operacionais (nota 19b)	277	241	236
Deduções à Receita Operacional (nota 19c)	(3.852)	(3.844)	(3.836)
Receita Operacional Líquida	11.100	9.828	9.430
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia Elétrica Comprada para revenda (nota 20)	(3.061)	(2.267)	(2.147)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(756)	(634)	(564)
Depreciação e amortização	(711)	(769)	(878)
Pessoal (nota 20)	(1.190)	(1.004)	(884)
Encargos regulatórios (nota 20)	(1.142)	(1.024)	(967)
Serviços de Terceiros (nota 20)	(729)	(605)	(550)
Obrigações Pós - emprego (nota 16)	(176)	(277)	(140)
Materiais e suprimentos	(105)	(170)	(148)
Provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos (nota 4)	8	(19)	(146)
Participação dos Empregados no Resultado (nota 21)	(233)	(362)	(455)
Outras (nota 20)	(486)	(410)	(472)
Total dos custos e despesas operacionais	(8.581)	(7.541)	(7.351)
Lucro Operacional	2.519	2.287	2.079
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (nota 22)	(109)	17	(48)
RECEITAS NÃO OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	165	204	223
Lucro com a venda da WAY TV	-	-	49
	165	204	272
Lucro antes dos impostos de renda	2.575	2.508	2.303
IMPOSTO DE RENDA (nota 5)			
Corrente	(830)	(973)	(941)
Diferido	23	218	256
	(807)	(755)	(685)
LUCRO LÍQUIDO	1.768	1.753	1.618
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE:			
Reajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (nota 16)	383	453	(605)
Imposto de renda diferido (despesa) crédito	(130)	(154)	205
	253	299	(400)
LUCRO ABRANGENTE	2.021	2.052	1.218

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro básico	271.154.243	271.154.243	265.778.129
Quantidade média ponderada de ações preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro básico	<u>349.015.265</u> 620.169.508 =====	<u>348.963.420</u> 620.117.663 =====	<u>342.039.463</u> 607.817.592 =====
Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro diluído	273.850.193	274.634.801	278.078.200
Quantidade média ponderada de ações preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro diluído	<u>349.015.265</u>	<u>348.963.420</u>	<u>342.039.463</u>
	622.865.458 =====	623.598.221 =====	620.117.663 =====
Lucro básico por lote de mil ações ordinárias – Em reais	2,85	2,83	2,66
Lucro básico por lote de mil ações preferenciais – Em reais	2,85	2,83	2,66
Lucro diluído por lote de mil ações ordinárias – Em reais	2,84	2,81	2,61
Lucro diluído por lote de mil ações preferenciais – Em reais	2,84 =====	2,81 =====	2,61 =====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, 2008 E 2007

(Expressos em milhões de reais)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2008	2008	2007
CAPITAL SOCIAL:			
Preferenciais			
Saldo no início do exercício	1.286	1.258	804
Transferência de lucros acumulados	349	28	454
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	1.635	1.286	1.258
Ordinárias			
Saldo no início do exercício	1.002	981	624
Transferência de lucros acumulados	271	21	357
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	1.273	1.002	981
	-----	-----	-----
	2.908	2.288	2.239
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO			
	3.170	3.170	3.170
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -	45	45	45
Reserva de redução tarifária			
Saldo no início do exercício	1.788	1.837	2.648
Transferência para Capital	(620)	(49)	(811)
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	1.168	1.788	1.837
Reserva legal-			
Saldo no início do exercício	367	273	186
Transferência de lucros apropriados não acumulados	93	94	87
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	460	367	273
	-----	-----	-----
	1.673	2.200	2.155
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo, início do exercício	2.386	1.670	1.503
Lucro líquido	1.768	1.753	1.618
Transferência de lucros acumulados apropriados	(93)	(94)	(87)
Dividendos e juros sobre capital próprio	(931)	(943)	(1.364)
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	3.130	2.386	1.670
LUCROS (PREJUÍZOS) ABRANGENTES ACUMULADOS:			
Saldo, início do exercício	(711)	(1.010)	(610)
Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente	253	299	(400)
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	(458)	(711)	(1.010)
	-----	-----	-----
Patrimônio líquido no final do exercício	10.423	9.333	8.224
	=====	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, 2008 E 2007

(Expressos em milhões de reais)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro líquido	1.768	1.753	1.618
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais			
Depreciação e amortização	711	769	878
Ganho com variação monetária e cambial	(130)	(40)	(438)
Perda na alienação de ativo imobilizado	31	32	37
Obrigações pós emprego	(67)	22	106
Provisão para contingências e devedores duvidosos	205	231	70
Provisão para perda em ativos regulatórios diferidos	(8)	19	146
Imposto de renda diferido	(23)	(218)	(256)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(165)	(204)	(223)
Receita da Revisão Tarifária da Transmissão	(119)	-	-
Outros	-	(51)	49
Redução (aumento) nos ativos operacionais -			
Contas a receber	(318)	(136)	7
Impostos a recuperar	(53)	81	(237)
Contas a receber – uso da rede básica de transmissão	75	19	(108)
Ativos Regulatórios	771	330	965
Outros	384	243	229
Aumento (redução) nos passivos operacionais -			
Contas a pagar a fornecedores	(51)	(90)	(41)
Salários e encargos sociais	62	56	48
Impostos a recolher	(20)	(61)	4
Encargos regulatórios a recolher	89	79	(32)
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	17	72	(77)
Outros	160	55	91
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.319	2.961	2.836

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Depósitos Judiciais	(312)	(89)	(17)
Aquisição de novos investimentos	(2.014)	(220)	(26)
Aquisição de ativo imobilizado	(851)	(971)	(1.120)
Recursos advindos de venda de subsidiária	-	-	49
Caixa líquido utilizado em atividades de investimento	(3.177)	(1.280)	(1.114)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO:			
Financiamentos de longo prazo obtidos	914	176	589
Pagamento de financiamento de longo prazo e empréstimos de curto prazo	(884)	(807)	(1.134)
Recursos de empréstimos de curto prazo	2.700	-	833
Pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio	(937)	(865)	(1.334)
Caixa líquido utilizado em atividades de financiamento	1.793	(1.496)	(1.046)
AUMENTO (REDUÇÃO) LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	1.935	185	676
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	1.969	1.784	1.108
Fim do exercício	3.904	1.969	1.784
	1.935	185	676
DIVULGAÇÃO SUPLEMENTAR AO FLUXO DE CAIXA:			
Impostos pagos – imposto de renda e contribuição social	731	867	1.091
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	577	644	672
RELAÇÃO DE INVESTIMENTOS E ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO SEM EFEITO DE CAIXA:			
Contas a receber do Governo do Estado compensados com dividendos	127	129	122

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, 2008 e 2007

(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1) – CONTEXTO OPERACIONAL

(a) A Companhia

A Companhia Energética de Minas Gerais, “CEMIG” ou “Companhia”, é uma sociedade de capital aberto e economia mista, tem operado única e exclusivamente como uma companhia *Holding* desde 1º de janeiro de 2005, com participação acionária em subsidiárias controladas integralmente ou em conjunto e tem suas ações negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa da Bovespa, e nas bolsas de valores dos Estados Unidos da América e da Espanha. As principais atividades de suas subsidiárias consistem na construção e operação de sistemas utilizados na produção, transformação, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de atividades nos diferentes campos de energia, com vista à sua exploração econômica.

Como a maioria de suas subsidiárias são concessionárias do serviço público de energia elétrica, elas estão sujeitas à regulação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), um órgão do Governo Federal brasileiro (“Governo Federal”).

A CEMIG possui participação societária nas seguintes empresas em operação em 31 de dezembro de 2009, conforme segue:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Cemig Geração e Transmissão”) (participação de 100,00%) – Geração e transmissão de energia elétrica, através de 48 usinas - das quais 43 usinas hidrelétricas, 4 eólica e 1 termelétricas - e linhas de transmissão, a maioria pertencente à rede básica do sistema brasileiro de geração e transmissão. A Cemig Geração e Transmissão S.A. possui participação societária nas seguintes controladas em desenvolvimento, das quais somente a Cemig Baguari Energia foi consolidada;
 - Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da usina hidrelétrica Cachoeirão localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. A usina entrou em operação em 30 de dezembro de 2008;
 - Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica localizada no município de Beberibe no Estado do Ceará. A usina iniciou operações em agosto de 2009.
 - Baguari Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 69,39%) – Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), localizada no rio Doce em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais. A usina iniciou operações em setembro de 2009 (1ª unidade), em novembro de 2009 (2ª unidade), em março de 2010 (3ª unidade) e em maio de 2010 (4ª unidade).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA") (anteriormente denominada Terna Participações S.A.) (controlada em conjunto – participação de 32,27%) – Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 11 estados do país através das seguintes sociedades por ela controladas ou das quais participa: TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A.; Novatrans Energia S.A.; ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.; ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.; Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e Terna Serviços Ltda..
- Transmissora Alterosa de Energia S.A. ("Alterosa") (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Holding criada a partir da divisão da Transmissora Atlântico de Energia Elétrica S.A.. Participação em empresas do setor de transmissão de energia elétrica. Ver detalhes nota 9.
- Central Eólica Praias do Morgado S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Localizada no município de Aracajú no Estado do Ceará. A usina iniciou operações em maio de 2010 (em fase pré operacional em 31 de dezembro de 2009).

A Cemig Geração e Transmissão possui participação societária nas seguintes empresas em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através da implantação e exploração das pequenas centrais hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães, e Fortuna II, localizada no Município de Virgíópolis, ambas no Estado de Minas Gerais. As usinas encontram-se em fase de construção com previsão de início de operação comercial no primeiro semestre de 2012;
- Cemig Baguari Energia S.A. (controlada – participação de 100,00%) – Produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente. ;
- Madeira Energia S.A. - (controlada em conjunto – participação de 10,00%) – Implementação, construção, operação e exploração da usina hidrelétrica de Santo Antônio, localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, com previsão de início de operação comercial em 2012;
- Hidrelétrica Pipoca S.A. ("Pipoca PCH") (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, Municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. Previsão de entrada em operação em julho de 2010;
- Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S. A. ("EBTE") (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso. Previsão de entrada em operação em setembro de 2010.
- Central Eólica Volta do Rio S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Localizada no município de Aracajú no Estado do Ceará. Previsão de entrada em operação em junho de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- Cemig Distribuição S.A. (“Cemig Distribuição”) (participação de 100,00%) – Distribuição de energia elétrica por meio de redes de distribuição e linhas que abrangem aproximadamente 97,00% do Estado de Minas Gerais;
- Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização da energia elétrica procedente da usina hidrelétrica Sá Carvalho, como concessionária de serviço público de energia elétrica;
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (“Ipatinga”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica, como produtor independente de energia, através da usina termelétrica de Ipatinga, localizada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS;
- Cemig Telecomunicações S.A. (“Cemig Telecom”) (anteriormente denominada Empresa de Infovias S.A. (“Infovias”) (participação de 100,00%) – Prestação de serviços de telecomunicações e desenvolvimento de atividades correlatas, por meio de redes de multiserviços constituídas de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais e outros equipamentos eletrônicos;
- Efficientia S.A. (“Efficientia”) (participação de 100,00%) – Prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções de energia por meio de estudos e realização de projetos, bem como prestação de serviços de operação e manutenção a instalações de suprimento de energia;
- Horizontes Energia S.A. (“Horizontes”) (participação de 100,00%) - Geração e comercialização de energia elétrica, como produtor independente, através das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e nas usinas hidrelétricas de Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina;
- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (“Cogeração”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia termelétrica, como produtor independente;
- Rosal Energia S.A. (“Rosal”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da usina hidrelétrica Rosal localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo;
- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. (“Pai Joaquim”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente.
- Cemig PCH S.A. (“Cemig PCH”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim, localizada no Estado de Minas Gerais;
- Cemig Capim Branco Energia S.A. (“Cemig Capim Branco”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através das usinas hidrelétricas de Amador Aguiar I e II, localizada no Estado de Minas Gerais, construída através de consórcio com parceiros privados;
- Usina Termelétrica Barreiro S.A. (“UTE Barreiro S.A.”) (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, através da implantação e exploração da Central Termelétrica denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann Tubes, no Estado de Minas Gerais;
- Cemig Trading S.A. (participação de 100,00%) – Empresa em fase de desenvolvimento na atividade de compra e venda de energia;
- Cemig Serviços SA (participação de 100,00%) – Empresa criada em abril de 2008 para prestar serviços relacionados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 31 de dezembro de 2009, CEMIG também possui participação societária nas seguintes empresas em operação(avaliadas pelo método de equivalência patrimonial):

- Light S.A. (“Light”) (controlada em conjunto – participação 13.03%) – Tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista e a exploração, direta ou indiretamente, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como de outros serviços correlatos. A Light S.A. é a controladora das seguintes empresas:
 - Light Serviços de Eletricidade S.A. (“Light SESA”) - Sociedade por ações de capital aberto que tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica em 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro;
 - Light Energia S.A. (“Light Energia”) - Sociedade por ações de capital fechado que tem como atividade principal estudar, planejar, construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos;
 - Light Esco Prestação de Serviços Ltda. (“Light Esco”) - Empresa que tem como atividade principal atuar no mercado de prestação de serviços de co-geração, projetos, administração e soluções tais como eficientização e definições de matrizes energéticas e comercialização de energia no mercado livre;
 - Itaocara Energia Ltda. (“Itaocara Energia”) - Empresa em fase pré-operacional, que tem como atividade principal a exploração e produção de energia elétrica;
 - Lightger Ltda. (“Light Ger”) e Lighthidro Ltda. (“Light Hidro”) - Empresas em fase pré-operacional, ambas para participação em leilões de concessões, autorizações e permissões em novas usinas. Em 24 de dezembro de 2008, a Light Ger obteve a licença de instalação que autoriza o início das obras de implantação da PCH Paracambi;
 - Instituto Light para o Desenvolvimento Urbano e Social (“Instituto Light”) - Tem como objetivo participar em projetos sociais e culturais e tem interesse no desenvolvimento econômico e social das cidades, reafirmando a vocação da Companhia para o social como empresa cidadã.

A Companhia iniciou esforços para adquirir participação acionária adicional na Light em 2010, conforme maiores detalhes na nota explicativa nº 9.

- Companhia de Gás de Minas Gerais (“GASMIG”) (controlada em conjunto - participação de 55,19%) – Aquisição, transporte e distribuição de gás natural e produtos derivados. A GASMIG possui a concessão, outorgada pelo Governo Estadual, para distribuir gás no Estado de Minas Gerais;
- Companhia Transleste de Transmissão (“Transleste”) (controlada em conjunto - participação de 25,00%) – Operação da linha de transmissão conectando a subestação localizada em Montes Claros à subestação da Usina hidrelétrica de Irapé;
- Companhia Transudeste de Transmissão (“Transudeste”) (controlada em conjunto - participação de 24,00%) – Construção e operação da linha de transmissão Itutinga – Juiz de Fora;
- Companhia Transirapé de Transmissão (“Transirapé”) (controlada em conjunto - participação de 24,50%) – Construção e operação da linha de transmissão Irapé – Araçuaí;
- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (“ETEP”) (controlada em conjunto - participação de 40,19%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica da subestação de Tucuruí até a subestação de Vila do Conde, no Estado do Pará. Vide Nota Explicativa nº.9;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (“ENTE”) (controlada em conjunto - participação de 36,69%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através das duas linhas de transmissão, sendo a primeira com origem na subestação Tucuruí e término na subestação de Vila do Conde, no Estado do Pará, e a segunda com origem na subestação de Marabá e término na subestação de Açailândia, no Estado do Maranhão. Vide Nota Explicativa nº. 9;
- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. (“ERTE”) (controlada em conjunto - participação de 36,69%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através da linha de transmissão, com origem na subestação de Vila do Conde e término na subestação de Santa Maria, no Estado do Pará. Vide Nota Explicativa nº. 9;
- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (“EATE”) (controlada em conjunto - participação de 36,35%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo as linhas de transmissão, entre as subestações seccionadoras Tucuruí, Marabá, Imperatriz, Presidente Dutra e Açailândia. Além disso, a EATE tem participação nas seguintes transmissoras conforme segue: Empresa Brasileira de Transmissão de Energia - “EBTE” com 51%; Sistema de Transmissão Catarinense - “STC”, com 80% e Lumitrans Transmissora de Energia Elétrica - “Lumitrans” com 80%. Vide Nota Explicativa nº. 9;
- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (“ECTE”) (controlada em conjunto - participação de 13,37%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através da linha de transmissão, com origem na subestação de Campos Novos e término na subestação de Blumenau, ambas no Estado de Santa Catarina. Vide Nota Explicativa nº. 9.
- Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (“AXXIOM”) (controlada em conjunto – participação 49,00%) – Constituída em agosto de 2007 com o objetivo de prestar serviços completos de implementação e gestão de sistemas para empresas do setor de energia elétrica.

A CEMIG ainda possui participação societária nas empresas relacionadas abaixo, em fase pré-operacional em 31 de dezembro de 2009:

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (“Centroeste”) (controlada em conjunto - participação de 51,00%) – Construção e operação da linha de transmissão Furnas – Pimenta;
- Transchile Charrúa Transmisión S.A. (“Transchile”) (controlada em conjunto – participação 49,00%) – Instalação, operação e manutenção da linha de transmissão em Charrúa – Nueva Temuco e duas seções de linhas de transmissão nas subestações Charrúa e Nueva Temuco, na região central do Chile. A linha entrará em operação no primeiro semestre de 2010.

Os controles compartilhados (em conjunto) são decorrentes de acordos entre os acionistas das empresas investidas que proporcionaram à CEMIG direitos de participação no controle dessas empresas.

(b) Setor Elétrico no Brasil:

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL.

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seus contratos de concessão de longo prazo de venda de energia. De acordo com os contratos de concessão, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subseqüentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subseqüente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos através de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações. Vide notas 2 e 4.

Após a reformulação do setor elétrico, as empresas de geração de energia elétrica não podem vender energia diretamente para as empresas de distribuição. Conseqüentemente, a Companhia deve vender energia no mercado regulado através de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ou no Ambiente de Contrato Livre – ACL. A legislação permite que as empresas distribuidoras que comprem energia das empresas geradoras através do Ambiente de Contrato Regulado - ACR reduzam a quantidade de energia contratada através destes contratos até um certo limite.

2. APRESENTAÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

- a) Base de apresentação - As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com os princípios contábeis aceitos nos Estados Unidos das Américas ("U.S. GAAP") e as regras e normas da Comissão de Valores Mobiliários Americana ("SEC"), que se diferencia em certos aspectos das demonstrações financeiras da Companhia, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e que também são preparadas e arquivadas de acordo com as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e ANEEL.

De acordo com a análise da CEMIG do pronunciamento ASC subtópico 830-10, CEMIG e todas as suas filiais brasileiras adotou o Real como moeda funcional.

Em conformidade com a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") a regulamentação atual, a Companhia é obrigada a relatar suas demonstrações financeiras consolidadas no padrão Internacional ("IFRS"), começando com o ano que terminou em 31 de dezembro de 2010. Por esta razão, a Companhia está na expectativa de descontinuar a apresentação das demonstrações financeiras em US-GAAP para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010. A Companhia está em processo de avaliação de todos os potenciais efeitos relacionados a essas normas e interpretações, que podem causar impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 a ser apresentado, comparativamente às demonstrações financeiras consolidadas para o ano ser encerrado em 31 de dezembro de 2010, bem como para o ano fiscal seguinte.

- b) Uso de estimativas – A elaboração das demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América exige que a Administração faça estimativas e suposições que afetam os montantes de ativos e passivos e a divulgação de contingências ativas e passivas na data das demonstrações financeiras consolidadas e os montantes reportados de receitas e despesas durante o período. Os resultados reais podem diferir dessas estimativas. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e suposições incluem a vida útil dos bens, instalações e equipamentos e consórcios; avaliação para contas a receber, impostos diferidos ativos e contas a receber do Governo do Estado; a valorização dos ativos diferidos; a valorização dos derivados; incertezas do imposto de renda e outras contingências, as estimativas de obrigações pós-emprego e outras estimativas similares. A atual conjuntura econômica tem vindo a aumentar o grau de incerteza inerente a essas estimativas e suposições.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- c) Princípios para Consolidação – As demonstrações financeiras consolidadas incluem as contas de todas as subsidiárias das quais a Companhia é controladora majoritária, com exceção das companhias controladas em conjunto que ocorre através do método de equivalência patrimonial. De acordo com a interpretação do FASB ASC Section 810-10-25 – Participação variável nas entidades (FASB No. 46 (R)), a consolidação das subsidiárias também consolida qualquer juro variável das entidades (VIES). Quando a Companhia não possui o controle de uma entidade, mas exerce uma influência significativa sobre a mesma, a empresa utiliza o método da equivalência patrimonial. Na consolidação todos os saldos relevantes de transações entre as empresas foram eliminados.
- d) Moedas estrangeiras – Os ativos e passivos denominados em moedas estrangeiras relacionam-se principalmente a financiamentos e são convertidos em reais às taxas oficiais de conversão divulgadas pelo Banco Central do Brasil em cada data do balanço patrimonial. Os ganhos e perdas resultantes dessa conversão são reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência.
- e) Disponibilidades – A Companhia considera como disponibilidades os saldos de caixa não-restritos, depósitos em bancos e aplicações financeiras, quando adquiridos, e imediatamente conversíveis em disponibilidades.
- f) Contas a receber – Incluem tanto os valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos consumidores na data do balanço patrimonial. Encargos decorrentes de atrasos de consumidores são contabilizadas em regime de caixa.

A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas, de acordo com os critérios da ANEEL: (i) consumidores com valores significantes, uma análise é feita do saldo a receber levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; (ii) para os outros consumidores os débitos vencidos a mais de 90 dias para consumidores residenciais, mais de 180 dias para os consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para os demais consumidores, 100% do saldo será provisionado.

- g) Investimentos – Os investimentos da Companhia em empresas nas quais exerce influência significativa mas não o controle, são avaliados pelo método de equivalência patrimonial.
- h) Ativo Imobilizado e Intangível– São registrados ao custo de aquisição ou construção. Os juros e outros encargos financeiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao FASB ASC Subtopic 835-20 - Capitalization of Interest Cost (antes Statement of Financial Accounting Standards 34 – SFAS Nº 34). Os gastos com manutenção e reparos são registrados como despesas operacionais quando incorridos. Materiais para serem utilizados na construção são incluídos como ativos de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica em andamento. Os resultados líquidos decorrentes das baixas de ativos fixos são registrados como parte do resultado operacional.

Os ativos do Imobilizado são depreciados pelo método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com a regulação da ANEEL e práticas da indústria adotadas no Brasil, ou pelo valor residual no final do período da concessão que será pelo menos o seu custo histórico. No Br GAAP, valor residual no final do período da concessão líquido das obrigações especiais é igual ao valor a ser reembolsado pelo governo Brasileiro. Intangíveis são amortizados usando o método linear até o final do período de concessão.

O intangível é amortizado pelo método linear até o final do período de concessão.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os investimentos da Companhia em consórcios (grupos de sociedades participando de *joint ventures* constituídas para promover objetivos comuns ou comprometer-se em projetos em benefício de todos os membros, sem a criação de uma pessoa jurídica), são registrados ao custos de aquisição ou construção menos provisão para perdas, quando aplicável. Os juros e outros encargos financeiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção com financiamento de terceiros, são capitalizados em conformidade ao FASB ASC Subtopic 835-20 (*Statement of Financial Accounting Standards 34 - SFAS 34*). A depreciação dos ativos do consórcio é calculada através do método linear, com taxas anuais determinadas pela ANEEL, que representam a vida útil estimada dos ativos subordinados aos consórcios. Os gastos com manutenção e reparos do consórcio são cobrados proporcionalmente aos custos operacionais pela Companhia, quando incorridos.

- i) Provisão para perdas em ativos de longo prazo - A CEMIG segue o FASB ASC Topic 360-10 (SFAS Nº 144, Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets)(Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados). Sempre que eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais indiquem que o valor registrado dos ativos de longo prazo possam não ser recuperados, a CEMIG efetua cálculos do fluxo de caixa não descontado estimado a ser gerado por seus ativos em operação para determinar a necessidade de provisão para sua realização. No caso deste fluxo de caixa não ser suficiente para a recuperação dos valores registrados dos ativos, estes ativos serão ajustados aos seus valores de mercado, com base na análise do fluxo de caixa descontado. A Companhia não reconheceu nenhuma provisão para deterioração na realização destes ativos como resultado da aplicação desta prática contábil para todos os períodos apresentados.
- j) Pesquisa e Desenvolvimento e Publicidade – Despesa com Pesquisa e desenvolvimento e publicidade são contabilizados quando incorridos. As despesas com P&D foram de R\$27, R\$25 e R\$23 em 2009, 2008 e 2007, respectivamente. Despesas com publicidade foram de R\$26, R\$31 e R\$26 em 2009, 2008 e 2007, respectivamente.
- k) Receitas, custos e despesas - As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência, por exemplo, quando tenham existido evidências convincentes de acordos, quando tenham ocorrido a entrega de mercadorias ou serviços tenham sido prestados, ou os preços tenham sido fixados ou sejam determináveis, e o recebimento é razoavelmente garantido, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia entregue e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e realizados, as quais não têm sido relevantes, são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e faturado mensalmente, de acordo como reembolso definido pelo contrato de concessão. De acordo com alguns destes contratos, a receita a ser reembolsada nos últimos quinze anos será 50% menor que nos primeiros quinze anos de concessão. A Companhia reconhece os reembolsos destas concessões conforme o contrato estabelecido.

As receitas recebidas pela Companhia de outras concessionárias e consumidores livres que utilizam a sua rede básica de transmissão e distribuição são contabilizadas no mês que os serviços de rede são prestados.

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

Impostos incidentes sobre as receitas consistem de: (i) ICMS, imposto estadual incidente sobre vendas a consumidores finais, é faturado aos consumidores e contabilizado como parte da receita operacional bruta, (ii) COFINS contribuição sobre a receita, (iii) PIS-PASEP, contribuição social sobre a receita, e (iv) Encargo de Capacidade Emergencial. É prática contábil da Companhia deduzir estas taxas da receita operacional bruta.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- l) Imposto de renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com FASB ASC Topic 740 (SFAS 109 - Accounting for Income Taxes)(Contabilização de impostos de renda), que requer o reconhecimento de ativos e passivos diferidos para as futuras conseqüências fiscais advindas das diferenças entre os montantes dos ativos e passivos contabilizados nas demonstrações financeiras e suas respectivas bases fiscais.

CEMIG adotou o FIN 48 em 2007 “Accounting for Uncertainty in Income Taxes” (contabilização de impostos não definidos incluído no FASB ASC Topic 740, *Income Taxes*), que determina o reconhecimento nas demonstrações financeiras do possível imposto. Esta interpretação resultou em um aumento da relevância e da comparabilidade do imposto de renda nas demonstrações financeiras uma vez que todos os impostos registrados de acordo com ASC Topic 740 (Contabilização de impostos de renda) serão avaliados e mensurados usando este novo critério. A adoção deste pronunciamento não resultou em qualquer ajuste nas demonstrações financeiras da Companhia.

- m) Contingências – Contingências para perdas decorrentes de sinistros, avaliações, contencioso, multas e penalidades e de outras fontes, são contabilizadas no momento em que é provável que a contingência tenha ocorrido e o montante pode ser razoavelmente estimado. Custos incorridos em função desta perda com contingências são contabilizados quando ocorridos.
- n) Plano de benefícios para empregados – A Companhia patrocina um plano de pensão com contribuições definidas que abrange substancialmente todos os seus empregados. A Companhia também instituiu planos de saúde pós aposentadoria, plano odontológico e paga prêmios de seguro de vida para seus aposentados. A Companhia utiliza o FASB ASC Topic 715 – Compensation – Retirement Benefits – Defined (Compensação – Plano de Benefício Definido), SFAS Nº. 87, Employers' Accounting for Pensions (Contabilização do empregador para pensões) e o SFAS Nº. 106, Employers' Accounting for Post-retirement Benefits Other Than Pensions (Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego exceto planos de pensão) e o SFAS No. 132 (R) “Employers' Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits” (“Divulgações dos Administradores sobre Pensões e Outros Benefícios de aposentadoria”)

De acordo com a lei brasileira, os empregados têm direito a, no mínimo, um mês de férias a cada ano de serviço completado. A CEMIG provisiona integralmente este passivo baseado no direito adquirido pelos empregados no final de cada período, adicionado dos valores relativos aos respectivos encargos sociais.

- o) Custos de preservação e recuperação ambiental – A CEMIG, de acordo com o FASB ASC Subtopic 410-30 Environmental Obligations (Obrigações Ambientais) (FASB Statement No. 143 – “Accounting for Asset Retirement Obligations”) (Pronunciamento FASB Nº 143 – Contabilização das Obrigações Atuariais Ativas) e, com sua política ambiental, estabeleceu vários programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de limitar seus riscos relacionados às questões ambientais. Os custos destes programas são contabilizados quando incorridos. A política da CEMIG é provisionar os custos de recuperação quando a sua responsabilidade é considerada provável e os montantes calculáveis. Nenhuma provisão referente a este respeito foi requerida até esta data.
- p) Lucro (prejuízo) abrangente - A CEMIG divulga o lucro (prejuízo) abrangente de acordo com a SFAS Nº 130 Reporting Comprehensive Income (Divulgação de Lucro Abrangente) e optou por apresentá-lo na demonstração do resultado. Os componentes do lucro (prejuízo) abrangente acumulado são:

	Em 31 de dezembro de 2009	2008
Valor descoberto do plano de benefício pós-emprego	(694)	(1.077)
Imposto de Renda	236	366
	-----	-----
Total da perda dos outros componentes abrangentes acumulado	(458)	(711)
	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- q) Regulamentação e ativos regulatórios diferidos – Como resultado de várias ações tomadas pelo Governo Federal e pela ANEEL em 2001, a Companhia está sujeita aos efeitos do FASB ASC Topic 980 – Regulated Operations (Operações Reguladas), SFAS Nº 71 Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation (Contabilização de efeitos de certos tipos de regulamentação). A estrutura de ajuste tarifário no Brasil está desenhada para fornecer a recuperação dos custos permitidos à Companhia, incluindo aqueles resultantes das determinações do Governo Federal relacionados às medidas do racionamento de energia impostas em 2001, conforme descritas abaixo. Desta forma, a Companhia capitaliza os custos permitidos incorridos como ativos regulatórios diferidos quando instruída pela ANEEL e quando há uma provável expectativa de que receitas futuras iguais aos custos incorridos serão faturadas e recebidas como resultado direto da inclusão destes custos numa tarifa reajustada definida pelo órgão regulador. O ativo regulatório diferido é revertido ao resultado quando a Companhia recebe estes custos através do faturamento aos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão tarifária em bases anuais. Caso a ANEEL exclua a totalidade ou parte dos custos do reajuste, esta parcela do ativo regulatório diferido deverá ser objeto de provisão para perda, sendo reduzida na extensão dos custos excluídos. A Companhia registrou ativos regulatórios diferidos líquidos, já que espera repassá-los para seus consumidores de acordo e em atendimento às medidas regulatórias.

Durante 2001, o Governo Federal instituiu um Programa de racionamento em resposta à falta de energia causada pelas fracas chuvas, ao reduzido nível dos reservatórios e à grande dependência do país da energia gerada pelos recursos hídricos. O racionamento resultou em perdas para a Companhia e outras concessionárias de distribuição no Brasil. Em dezembro de 2001, as concessionárias de energia, incluindo a Companhia, assinaram com o Governo Federal um Acordo Geral do Setor Elétrico (o “Acordo Geral”), que apresentou soluções para os assuntos relacionados ao racionamento, bem como para outros assuntos relacionados à tarifa de energia. O Acordo Geral estabeleceu uma recomposição tarifária para reembolsar as perdas de receita incorridas em função do programa de racionamento em 2001 e 2002. Os valores foram totalmente recuperados de acordo com a Força Tarefa para Assuntos Emergentes (FTAEE) nº 92-7 “Contabilização para Serviços Regulados por Tarifas para os Efeitos de Determinados Programas de Receita Alternativa” (incluída pelo sub-tópico FASB ASC 980-605 Operações Reguladas – Reconhecimento de Receitas).]

O Acordo Geral também contempla os custos da Parcela A, que são certos custos que cada companhia distribuidora está autorizada a diferir e repassar aos seus consumidores através de futuros ajustes tarifários. Os custos da Parcela A são limitados pelos contratos de concessão ao custo da energia comprada e certos outros custos e taxas não controlados pela Companhia. A ANEEL concedeu reajustes tarifários para recuperar uma parte dos custos anteriormente diferidos como custos da Parcela A. O Acordo Geral definiu um mecanismo de compensação contábil, criado em outubro de 2001, através da Portaria Interministerial nº. 296, para registrar a variação dos custos da Parcela A com objetivo de calcular os ajustes tarifários. Os custos da Parcela A, incorridos anteriormente a 1º de janeiro de 2001 não serão recuperados através do mecanismo de compensação. Como resultado, a Companhia não reconheceu nenhum ativo regulatório por custos da Parcela A incorridos antes de 2001, exceto os encargos de serviços de sistema referentes ao período a partir de setembro de 2000 (como autorizado pela ANEEL). Vide nota 4.

- r) As Obrigações especiais representam contribuições recebidas pelas concessionárias dos consumidores com o propósito de expandir o sistema elétrico de distribuição. Essas contribuições são incorporadas pela Companhia em seus ativos de distribuição. Para fins regulatórios, a depreciação destes ativos era considerada no processo de reajuste tarifário, enquanto o passivo correspondente era registrado pelo total das contribuições. Segundo o U.S. GAAP, as contribuições eram consideradas reembolsos do custo de construção e creditadas em contrapartida ao custo dos ativos fixos relacionados.

Em 31 de outubro de 2006, a ANEEL emitiu uma nova resolução que modificou o tratamento dado as obrigações especiais em relação ao reajuste tarifário. Esta resolução estabelece, dentre outros, que, a partir da próxima revisão tarifária, as obrigações especiais serão amortizadas como uma redução dos custos líquidos permitidos em relação a períodos futuros, e, por consequência, reduzindo as tarifas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- s) Lucro por ação – A Companhia apresenta o seu lucro por ação de acordo com o FASB ASC Topic 220 - Earnings Per Share (SFAS No. 128 "Earnings Per Share") utilizando duas classes de método. Lucro por ação é computado dividindo-se o lucro líquido pela média ponderada do número de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o ano. Lucro por ação diluído é calculado de maneira consistente com a base do lucro por ação, ao mesmo tempo que todos os potenciais efeitos das ações ordinárias e preferenciais diluídas que estavam em circulação durante o ano.
- t) Informação por segmento – FASB ASC Topic 280 – Segment Reporting (Informação por Segmento), SFAS No. 131 Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information (Divulgações sobre segmentos de uma empresa e informações relacionadas) exige que a Companhia divulgue certas informações financeiras sobre as diversas e diferentes atividades. Essas informações devem ser apresentadas do ponto de vista operacional e financeiro demonstrando como as decisões são tomadas para cada atividade. A Companhia adotou o ASC Topic 280 para todos os anos apresentados. Mais informações na Nota 33.
- u) Derivativos e atividades de hedge – Conforme exigido no FASB ASC Topic 815 - Derivatives and Hedging (Derivativos e Hedge), SFAS Nº. 133 – Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities (Contabilização de instrumentos derivativos e atividades de hedge), os instrumentos financeiros derivativos são registrados pelos seus valores de mercado no ativo e nas obrigações das demonstrações financeiras e as correspondentes alterações nos seus valores de mercado são contabilizadas no resultado do exercício. A contabilização de hedge não foi aplicada para os instrumentos financeiros derivativos da Companhia. A Companhia calcula o valor justo dos seus instrumentos financeiros usando a cotação do preço de mercado sempre que disponível. Quando a cotação do preço de mercado não está disponível, a Companhia utiliza modelos de precificação com origem nos critérios de mercado, que são baseados no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.
- v) Mensuração a valor justo - Em 1º de janeiro de 2008, a Companhia adotou as disposições do FASB No. 157, Fair Value Measurements (mensuração a valor justo), (incluído no ASC Topic 820, Mensuração a Valor Justo e Divulgação) , para o cálculo do valor justo dos ativos e passivos financeiros e para o valor justo de itens que são reconhecidos ou divulgados nas demonstrações financeiras em uma base recorrente. ASC Topic 820 define valor justo como o preço que seria recebido ao vender um ativo ou pago para transferir um passivo em uma transação entre os participantes no mercado à data de mensuração. ASC Topic 820 também estabelece um padrão para classificar e divulgar o valor justo (Nota 25). FASB Staff Position FAS 157-2, "Data Efetiva do FASB No. 157," (incluído no FASB ASC Section 820-10-65 – Transition and Open Effective Date Information) (Transição e data efetiva da informação) sendo a data da divulgação do SFAS 157 iniciados após 15 de novembro de 2008 para todos os ativos e passivos não financeiros que são reconhecidos ou divulgados pelo justo valor nas demonstrações financeiras em uma base não recorrente.

Em 1º de janeiro de 2009, a Companhia será obrigada a aplicar as disposições do ASC Topic 820 do valor justo dos ativos e passivos não financeiros que são reconhecidos ou divulgados nas demonstrações financeiras pelo justo valor em uma base não recorrente. A adoção do FAS 157-2 não resultou em nenhum ajuste nas demonstrações contábeis da Companhia.

Em Outubro de 2008, a FASB emitiu a FASB Staff Position FAS 157-3, "Determinar o justo valor de um ativo financeiro quando o mercado para esse ativo não está ativo", que foi imediatamente efetivado. FSP FAS 157-3 esclarece a aplicação do SFAS 157, nos casos em que o mercado para um instrumento financeiro não estiver ativo e fornece um exemplo para ilustrar aspectos fundamentais na determinação valor justo, nessas circunstâncias. A Companhia tem considerado as orientações fornecidas pela FSP FAS 157-3, na sua determinação dos valores justos estimados em 2009 e 2008.

- w) Opção do Valor Justo - A partir de 1º de janeiro de 2008, a Companhia adotou as disposições do FASB ASC Topic 825 – Financial Instruments (Instrumentos Financeiros) FASB No.159, Opção pelo Justo Valor de Ativos e Passivos Financeiros. ASC Topic 825 confere à Companhia a opção irrevogável para divulgar seus ativos e passivos financeiros mensurados à valor justo, com alterações na divulgação do valor justo dos ganhos.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

x) Pronunciamentos Contábeis Recentes

- ***Transferências e Serviços (ASC 860), Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (ASU 2009-16)***

O FASB emitiu o ASU 2009-16, Transferências e Serviços (Tópico 860): Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (Resolução FASB No. 166, Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros - um aditamento à Resolução FASB No. 140) em dezembro de 2009. O ASU 2009-16 removeu o conceito de Entidade Qualificada de Propósitos Específicos (Qualifying Special Purpose Entity –“QSPE”) do Tópico ASC 860, Transferências e Serviços, e a exceção da aplicabilidade do ASC 810-10 para QSPEs, passando a requerer aos cedentes dos ativos financeiros que avaliem a hipótese de consolidação dos cessionários que anteriormente eram considerados QSPEs. O cedente impõe restrições aos cessionários que tinham como único propósito realizar a securitização ou atividades de garantias de financiamentos com ativos que são avaliadas da mesma maneira nos termos das disposições da ASU, uma vez que o cedente impõe restrições às QSPEs que eram avaliadas sob as disposições do Tópico 860 antes da data de entrada em vigor do ASU, quando da determinação se uma transferência de ativos financeiros seria qualificada para contabilização da venda. A ASU também esclarece o critério de contabilização de venda do Tópico 860 relativo ao isolamento legal e controle efetivo e cria condições mais rígidas para reportar a transferência de uma parcela de ativos financeiros como uma venda. O ASU encontra-se em vigor desde 15 de dezembro de 2009, não devendo ser adotado anteriormente à essa data. A Companhia prevê que a adoção do ASU 2009-16 não terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas.

- ***Consolidação (ASC 810), Melhorias no Fornecimento de Informações Financeiras por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Variável (ASU 2009-17)***

O FASB emitiu o ASU 2009-17, Consolidações (Tópico 810): Melhorias no Fornecimento de Informações Financeiras por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Variável (Declaração FASB No. 167, Aditamentos à Interpretação FASB No. 46 (R)) em dezembro de 2009. O ASU 2009-17, que adita as subseções Entidades de Participação Variável (Variable Interest Entity – “VIE”) do Sub-tópico ASC 810-10, Consolidação – Global, revisa o critério para determinação do principal beneficiário de uma VIE que passou de um cálculo primário quantitativo de riscos e retornos baseado nas expectativas de perdas e retornos residuais de uma VIE para uma análise primária qualitativa baseada na identificação da pessoa, ou grupo de pessoas, (se houver) que possua: (a) o poder de influenciar as atividades que impactam de forma mais significativa a performance econômica de uma VIE ou (b) a obrigação de absolver os prejuízos de uma VIE, ou o direito de receber os benefícios da VIE, que poderiam ser relevantes à mesma. O ASU dispõe que os direitos de exclusão de sócios e de participação sejam ignorados na avaliação se o detentor de uma participação variável se enquadrar no critério de poder, a não ser que tais direitos sejam exercidos unilateralmente por uma pessoa ou grupo de pessoas. O ASU também modifica o critério para se determinar se os valores pagos por uma entidade a um tomador de decisões ou a outro prestador de serviços configuram uma participação variável na entidade e revisa o escopo do Tópico 810 que define uma entidade como uma VIE se o grupo de investidores cujas participações estão sujeitas a riscos não possui o direito de controlar a entidade por meio de suas participações acionárias para resolver o impacto dos direitos de exclusão de sócio e de participação na análise. Finalmente, o ASU adiciona um novo requisito para reconsiderar se a entidade é uma VIE, caso os detentores de participações acionárias sujeitas a risco percam o poder, por meio dos direitos de tais participações, de dirigir as atividades que impactam a performance das atividades econômicas da VIE de uma maneira mais significativa e impõem à companhia a obrigação de reavaliar de forma permanente se esta é a primeira beneficiária de uma VIE. O ASU encontra-se em vigor para os períodos iniciados após 15 de dezembro de 2009, não devendo ser adotado anteriormente à essa data. A Companhia prevê que a adoção do ASU 2009-17 não terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- **Codificação**

O Conselho de Padrões Contábeis e Financeiros (Financial Accounting Standards Board – “FASB”) emitiu a Atualização de Padrões Contábeis (Accounting Standards Update - ASU”) No. 2009-01 em junho de 2009. Essa atualização, também emitida como Resolução de Padrões Contábeis Financeiros do FASB (FASB Statement of Financial Accounting Standards – SFAS) No. 168, e “A Codificação dos Padrões Contábeis do FASB e a Hierarquia dos Princípios Contábeis Geralmente Aceitos”(“The FASB Accounting Standards Codification and the Hierarchy of Generally Accepted Accounting Principles”) é aplicável às demonstrações financeiras divulgadas após 15 de setembro de 2009. A atualização 2009-01 requer que a Codificação dos Padrões Contábeis do FASB (FASB’s Accounting Standards Codification – “ASC”) se torne a única fonte oficial de princípios contábeis geralmente aceitos reconhecidos pelo FASB para entidades não governamentais. A codificação tem como objetivo simplificar o acesso do usuário a todos os padrões contábeis oficiais por meio da reorganização de todos os pronunciamentos GAAP em aproximadamente 90 tópicos contábeis em uma estrutura consistente. Todos os níveis anteriores (a) – (d) dos padrões US GAAP emitidos pelo legislador são substituídos. Os níveis (a) – (d) do US GAAP se referem à hierarquia de contabilização anteriormente adotada. Qualquer outra norma não incluída na Codificação não é considerada oficial. Seguindo essa Resolução, o FASB não irá emitir novos padrões na forma de Resoluções, Posicionamento do Staff do FASB, ou Resumos de Força Tarefa sobre Questões Emergentes. Ao contrário, ela emitirá ASUs. O FASB não irá considerar as ASUs como impositivas por si só. As ASUs terão como objetivo atualizar a Codificação. A CEMIG adotou as Atualizações em 1º de julho de 2009.

3. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS

Em 4 de março de 1993, a Companhia registrou um recebível com um crédito correspondente na demonstração do resultado, proveniente do Governo Federal em relação ao saldo remanescente do valor de retorno garantido pela agência reguladora e o retorno efetivo registrado pela Companhia anteriormente a tal data. Durante 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte da diminuição das tarifas por meio da compensação de valores devidos a órgãos do Governo Federal, resultantes de energia adquirida e financiamentos. Em 2 de maio de 1995, o direito de receber o valor remanescente do Contas a Receber, no montante R\$602, foi transferido do Governo Federal para o Governo Estadual, o acionista controlador da Companhia, por meio de um contrato de cessão de crédito (o “Contrato CRC”). Em conexão a essa cessão de crédito, o Governo Estadual concordou em pagar o valor devido à Companhia ao longo de 20 anos, com um período de carência de três anos, atualizada monetariamente com base na UFIR (Unidade Fiscal de Referência), acrescida de juros de 6% ao ano. Caso a Companhia receba pagamentos ou retenha dividendos para compensar os recebíveis, a Companhia está obrigada a emitir ações a todos os acionistas proporcionalmente às suas ações, transferindo o montante principal das prestações, de Lucros acumulados apropriados – Reserva de contas de resultado a compensar para Capital Social.

O Contrato CRC teve algumas alterações em 2001 relacionadas ao pagamento e sua garantia por parte do Governo Estadual, definindo que parte dos dividendos seriam retidos para pagamento. Anteriormente ao quarto aditivo, descrito abaixo, uma parcela do contas a receber não tinha garantia por parte do Governo Estadual. Conseqüentemente foi provisionado o montante de R\$1.845 em 31 de dezembro de 2004, referente ao montante total sem garantia.

a) Quarto Aditivo ao Contrato CRC

A Assembléia Extraordinária de Acionistas que foi iniciada em 30 de dezembro de 2005, e finalizada em 12 de janeiro de 2006, aprovou a celebração do Quarto Aditivo ao Contrato CRC, o qual prorrogou a garantia relativa aos dividendos devidos ao Governo do Estado na forma do Segundo Aditivo ao Contrato de CRC e alterou a remuneração do saldo total do Contrato CRC para IGP-DI mais juros anuais de 8,18%. O saldo será pago em 61 parcelas semestrais, devidas em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano, retroativamente a dezembro de 2004. Os pagamentos serão realizados por meio da retenção de 65,00% dos dividendos e juros sobre capital próprio devidos ao Governo do Estado. Os dividendos retidos serão utilizados na seguinte ordem: (i) liquidação de parcelas vencidas, (ii) liquidação de parcelas semestrais, (iii) pré-pagamento de até 2 parcelas; e (iv) pagamento do saldo devedor.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 31 de dezembro de 2009, o montante de R\$80 (R\$73 em dezembro de 2008) foi pago antecipadamente sendo o seu vencimento em 30 de junho e 30 de dezembro de 2010.

b) Aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios ("FIDC")

Em janeiro de 2006, a Companhia aportou os créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios ("FIDC"). O valor contábil da conta CRC a receber foi transferido para a conta FIDC em janeiro de 2007 no valor de R\$1.659. Parte do FIDC foi utilizado pela Companhia para obter financiamento no valor de R\$900 na forma de quotas seniores. As quotas seniores foram subscritas e adquiridas por instituições financeiras e serão amortizadas em 20 parcelas semestrais, com atualização pela variação do CDI acrescidos de 1,7% de juros ao ano, garantidas pela CEMIG. Conseqüentemente, o FIDC foi integralmente consolidada pela Companhia e as cotas seniores contabilizadas no Financiamento de longo prazo.

A movimentação do FIDC em 2009 e 2008 é como segue:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Saldo inicial	1.801	1.763
Atualização monetária das quotas seniores	104	128
Atualização monetária das quotas subordinadas	45	26
Aporte nas quotas subordinadas	17	13
Amortização das quotas seniores	(143)	(128)
Amortização das quotas subordinadas	-	(1)
Saldo em 31 de dezembro	<u>1.824</u>	<u>1.801</u>
Composição do FIDC em 31 de dezembro		
- Quotas seniores de propriedade de terceiros	951	990
- Quotas subordinadas de propriedade da CEMIG	791	738
Dividendos retidos pelo Fundo	82	73
Total	<u>1.824</u>	<u>1.801</u>

Os dividendos a serem distribuídos aos investidores referente ao lucro do ano encerrado em 31 de dezembro de 2009, foram propostos na Assembléia Geral e pelos Diretores do Conselho em conformidade com o estatuto da Companhia. Dos dividendos a serem distribuídos, R\$207 deverão ser pagos ao Governo Estadual. Deste valor R\$135 serão retidos para pagamento dos débitos do contrato da CRC .

Em relação ao Quarto Aditivo ao Contrato da CRC, a Companhia comprometeu-se a cumprir com as seguintes obrigações financeiras, que são calculadas com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil:

Descrição da Meta –Conforme Br- GAAP	Índice Requerido
Endividamento (1)/LAJIDA (2)	Menor que 2
Endividamento (1) / Endividamento mais Patrimônio Líquido	Menor ou igual a 40,00%
Custo de Capital	Menor ou igual a 40,00% do LAJIDA

(1) Endividamento = Total consolidado nos financiamento de curto e longo prazo.

(2) LAJIDA = Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, depreciações e amortizações.

Na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 28 de maio de 2009, os acionistas concordaram em rever a cláusula restritiva "custo de capital" e aumentar a taxa de 40% a 125,00% do EBITDA, devido aos custos de capital ocorridos em 2009 em conexão com o programa de investimentos da empresa. A Companhia concordou com todas as cláusulas restritivas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

4. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

Os componentes dos ativos regulatórios diferidos estão assim definidos:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Negociações de energia na CCEE/MAE durante o plano de racionamento(a)	46	38
(-) Provisão para perda nas negociações na CCEE/MAE	-	(26)
	-----	-----
	46	12
Custos adicionais da Parcela A:		
- Período de 1º de Janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001 (b.1)	227	515
- Período de 26 de outubro de 2001 em diante (b.2)	50	380
Reajuste tarifário diferido (c)	-	133
PIS-PASEP/COFINS (d)	-	46
Revisão Tarifária (nota 26)	-	(214)
Revisão Tarifária da CEMIG Geração e Transmissão (nota 27)	119	-
	-----	-----
	442	872
	-----	-----
Ativo circulante	346	754
Outros ativos	96	332
Passivo circulante	-	(214)

Os ativos regulatórios relacionados com Plano de Racionamento de Energia - Recomposição tarifária extraordinária, Negociações de energia na CCEE/MAE e Custos adicionais da Parcela A são atualizados pela SELIC. O Reajuste Tarifário Diferido e o ativo regulatório PIS-PASEP/COFINS são atualizados pelo IGP-M. Estes ativos estão sendo recuperados baseados no reajuste tarifário anual de 8 de abril de 2009. CEMIG estima o período a recuperar destes ativos em 31 de dezembro de 2008 que deve ser menor que 24 meses.

A Companhia não registra o ICMS incidente sobre os itens acima. O valor do ICMS no montante de R\$12 em 31 de dezembro de 2009 (R\$36 em 31 de dezembro de 2008), somente se torna uma obrigação para a Companhia a partir do momento em que as faturas são emitidas para os consumidores. Os valores de ICMS arrecadados dos consumidores são repassados às autoridades fiscais estaduais competentes, não afetando a receita operacional líquida. O ICMS não incide sobre os custos da parcela A e PIS/PASEP/COFINS.

(a) Transações com energia livre - CCEE/MAE durante o plano de racionamento

Os montantes recebíveis referem-se à diferença entre os preços pagos pela CEMIG nas negociações de energia no âmbito da CCEE/MAE, durante o período de racionamento de energia e o montante de R\$49,26/MWh que é recuperado por meio da recomposição tarifária extraordinária (RTE), conforme definido no Acordo Geral do Setor Elétrico. As distribuidoras de energia elétrica deveriam fazer a arrecadação e o repasse dos valores obtidos mensalmente através da recomposição tarifária extraordinária aos geradores e distribuidores com valores a receber, entre os quais está incluída a CEMIG. A empresa que mantém um saldo a receber desde março de 2003.

A conclusão de certas ações judiciais que estão em andamento, impetradas por outros geradores, podem resultar em alterações futuras nos montantes registrados. A Companhia está atualmente incapaz de determinar o provável resultado dessa incerteza.

Revisão dos valores pela ANEEL

Em 15 de dezembro de 2009, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 387 em que estabeleceu um novo método de cálculo dos saldos da Energia Livre (direito dos geradores) e da Perda de Receita (direito das distribuidoras), após o encerramento da cobrança da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, com o intuito de distribuir de forma justa os montantes de RTE cobrado do consumidor final, de forma a disseminar as perdas igualmente entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

De acordo com os critérios dessa nova metodologia, a CEMIG Geração e Transmissão receberá dos distribuidores de energia elétrica um montante de R\$37.

Os direitos da Cemig GT são atualizados pela variação da SELIC acrescido de 1,00% de juros ao ano.

Baixa para perdas na realização

Em 2009 a Companhia realizou baixas nos valores de R\$37 referente aos créditos a receber que não tem mais a possibilidade de serem repassados por algumas distribuidoras em função do término de vigência da cobrança da RTE em suas áreas de concessão.

(b) Recuperação dos custos adicionais da Parcela A:

(b.1) Custos adicionais da Parcela A de 1º de Janeiro de 2001 a 25 de Outubro de 2001

Os valores de certos custos da Parcela A a ser compensado é definido pela diferença entre os desembolsos efetivamente ocorridos no período e os valores estimados dos custos apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual antes do Plano de Racionamento de Energia. Os montantes serão acrescidos de juros com base na variação da SELIC do dia em que o custo foi pago até a data da recuperação.

A recuperação dos custos da Parcela “A” foi iniciada em março de 2008, logo após o final da vigência da RTE, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação.

A medida que os valores dos custos da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado. Os valores transferidos são conforme segue:

<u>Valores transferidos para a despesa</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Energia Comprada para Revenda	196	161
Quota para a Conta de Consumo de Combustível – CCC	87	71
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	9	7
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu	3	3
Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica	22	18
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	8	6
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia	1	1
	<u>326</u>	<u>267</u>

(b.2) Custos adicionais da Parcela A a partir de 26 de Outubro de 2001

Em 25 de outubro de 2001, o Governo Federal, através da Portaria Interministerial nº. 296, criou um mecanismo de compensação para controlar as variações nos custos da Parcela A a serem compensados através de reajuste tarifário. Essa conta inclui os montantes resultantes da diferença entre os custos não controláveis da Parcela A incorridos a partir de 26 de outubro de 2001 e os custos estimados da Parcela A utilizados para estabelecer o reajuste tarifário anual, a partir de 8 de abril de 2001.

Os montantes devidos para os custos da Parcela A para o período a partir de 26 de outubro de 2001 são registrados como ativos regulatórios diferidos, como segue:

<u>Itens da Parcela A</u>	<u>31 de dezembro de 2009</u>	<u>31 de dezembro de 2008</u>
Encargos de serviços do sistema	32	158
Tarifa de compra de energia elétrica	(222)	110
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	9	5
Quota para Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	91	61
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	97	28
Quota da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	24	10
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	4	3
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	15	5
	-----	-----
	50	380

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

====

====

A Companhia realizou baixas no montante de R\$71 relativos aos custos da Parcela A de anos anteriores que não serão repassados.

Os valores mencionados acima são atualizados com base na taxa SELIC.

(c) Reajuste tarifário diferido

A Resolução ANEEL nº. 71, datada em 4 de abril de 2004, divulgou os resultados da revisão tarifária periódica que deveria ter sido aplicado pela Companhia em 8 de abril de 2003, era de 44,41% ao invés de 31,53%, que foi originalmente aplicado. A diferença percentual de 12,88% será compensada através de um acréscimo de R\$301, a valores de abril de 2003, em cada um dos reajustes tarifários previstos para ocorrerem de 2004 a 2008, incluindo atualização monetária pelo IGP-M acrescidos de juros de 11,26% a.a.. O saldo de R\$133 em 31 de dezembro de 2008 foram recebidos em 2009.

(d) PIS-PASEP/COFINS

As Leis Federais N.ºs. 10.637 e 10.833 aumentaram as alíquotas e alteraram a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS sobre a renda. Como resultado de tais alterações, houve um aumento na despesa relativa ao PIS/PASEP e à COFINS, de dezembro de 2002 a junho de 2005 e de fevereiro de 2004 a junho de 2005, respectivamente.

Tendo em vista que este aumento na despesa deverá ser ressarcido à Companhia por meio das tarifas, registrou-se, de acordo com critério definido pela ANEEL, os créditos como um Ativo Regulatório e em contrapartida foi reduzida a despesa com PIS-PASEP/COFINS.

Em 2009, a Companhia decidiu baixar os créditos de PIS e COFINS, no montante de R\$46, devido à não inclusão da ANEEL deste recurso no Reajuste Tarifário realizado em março de 2010 e à incerteza sobre a realização deste ativo nos reajustes tarifários subsequentes.

5. IMPOSTOS DE RENDA DIFERIDOS

Os impostos incidentes sobre a renda no Brasil incluem o imposto de renda federal e a contribuição social sobre o lucro (correspondente a um imposto de renda federal adicional). Para fins dos U.S. GAAP, as taxas anuais aplicáveis são de 25% para o imposto de renda e 9% para contribuição social.

Os impostos são calculados individualmente para cada subsidiária e de acordo com a legislação brasileira eles não podem ser consolidados.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(a) Reconciliação de impostos de renda:

Os montantes apresentados como despesa de impostos de renda nas demonstrações financeiras são conciliados para as alíquotas nominais oficiais como segue:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Lucro antes dos impostos sobre a renda	2.575	2.508	2.303
Imposto de renda (34%)	=====	=====	=====
Efeitos:	(876)	(853)	(783)
Benefício (despesa) tributário-			
Investimentos	56	70	77
Provisão	-	-	14
Juros sobre Capital Próprio (1)	(16)		
Outros	29	28	7
	-----	-----	-----
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(807)	(755)	(685)
	=====	=====	=====
Corrente	(830)	(973)	(941)
Diferido	23	218	256
	-----	-----	-----
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(807)	(755)	(685)
	=====	=====	=====

A taxa efetiva do imposto de renda é de 31% em 2009, 30% em 2008 e 2007.

(1) As companhias brasileiras foram autorizadas a efetuar pagamento de juros sobre capital próprio. O cálculo é realizado com base no patrimônio líquido registrado nas demonstrações financeiras preparados de acordo com os princípios contábeis adotados no Brasil. A taxa de juros aplicada não deverá exceder a taxa de juros de longo prazo estipulada pelo Banco Central do Brasil, e os juros pagos não deverão exceder o maior entre 50% do lucro líquido do exercício ou 50% dos lucros acumulados acrescidos das reservas de lucros.

As quantias pagas em decorrência de juros sobre capital próprio são dedutíveis para fins de apuração do imposto de renda. Assim, ao contrário da distribuição de dividendos, a CEMIG obtém o benefício referente à redução dos impostos a pagar equivalente à aplicação das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre o montante total dos juros sobre capital próprio. Os juros sobre capital próprio são registrados nos livros contábeis, nas demonstrações financeiras, como receita financeira quando declarado pelas subsidiárias e como despesa financeira quando declarado a ser pago aos acionistas. Porém, para apresentação das demonstrações financeiras, a Companhia considera esta transação essencial. Juros sobre capital próprio é considerada dividendo a receber ou a pagar. Nas demonstrações financeiras, os registros mencionados acima, são reclassificados, o que significa que, os juros sobre capital próprio recebidos são creditados em investimentos e os juros sobre capital próprio pagos são deduzidos da reserva de lucros.

(b) Análise dos saldos de impostos de renda diferidos:

Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2009 e 2008, foram calculados utilizando-se a alíquota de 34%, que é a alíquota que se espera estar em vigência no momento da realização. Os principais componentes dos saldos de impostos de renda diferidos consolidados são:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Impostos Diferidos no Ativo:		
Prejuízos fiscais a compensar	441	508
Obrigações pós emprego	166	306
Provisão para contingências	183	126
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	100	88
Outras diferenças temporárias	-	32
	-----	-----
Total dos impostos diferidos do ativo	890	1.060
Compensação de ativos e passivos	(67)	(140)
Provisão para perdas na realização do saldo do imposto diferido	(408)	(437)
	-----	-----
Imposto diferido líquido no ativo	415	483
	-----	-----
Impostos Diferidos no Passivo:		
Diferença temporária nos ativos regulatórios	(40)	(2)
Efeitos de diferenças entre o valor contábil e a base fiscal do ativo imobilizado	(267)	(276)
Outras diferenças temporárias	(3)	(10)
	-----	-----
Total dos impostos diferidos do passivo	(310)	(288)
Compensação de ativos e passivos	67	140
	-----	-----
Imposto diferido líquido no passivo	(243)	(148)
	-----	-----
Imposto diferido líquido	172	335
	=====	=====
Ativo circulante	82	48
Outros Ativos	333	435
Passivo circulante	(27)	-
Exigível a longo prazo	(216)	(148)

Na avaliação da realização dos ativos tributários diferidos, considera-se se é mais provável que não que uma parte ou a totalidade desses ativos não seja realizado. A última realização de um ativo tributário diferido depende de futura geração de lucros tributáveis durante os períodos em que essas diferenças temporárias se tornarão dedutíveis. A Administração considera a previsão da reversão de impostos diferidos no passivo, rendimentos tributáveis futuros projetados, e estratégias de planejamento tributário nesse processo de avaliação. Com base no nível de rendimentos tributáveis históricos e projeções futuras, durante os períodos em que os impostos diferidos nos ativos são dedutíveis, acredita-se que é mais provável que não que a Empresa irá realizar os benefícios dessas diferenças dedutíveis, líquidos de provisões para perdas em 31 de dezembro de 2009. O montante dos ativos tributários diferidos considerados realizáveis; no entanto, pode ser reduzido a curto prazo, se as estimativas de lucros tributáveis futuros forem reduzidas.

O prejuízo fiscal no montante de R\$1.297 de 31 de dezembro de 2009 pode ser compensado até o limite máximo de 30% do imposto a pagar anualmente e não prescrevem perante a legislação tributária brasileira.

Considerando, conforme mencionado anteriormente, que a legislação tributária brasileira permite as companhias se beneficiarem do pagamento de juros sobre o capital próprio e deduzirem tais pagamentos do seu lucro tributável, a Companhia adotou a opção tributária de pagar juros sobre o capital próprio aos seus acionistas. De acordo com o seu planejamento tributário, depois da compensação, nos próximos anos, de impostos registrados como impostos compensáveis, a Companhia vai pagar juros sobre capital próprio em um montante que vai reduzir o seu lucro tributável a um valor próximo ou igual a zero. Como consequência, essa alternativa vai eliminar o pagamento de imposto de renda e contribuição social pela Cemig Holding e os prejuízos fiscais não vão ser recuperados.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia considera o pagamento de juros sobre o capital próprio como parte do seu planejamento tributário e também considera que o pagamento de juros sobre o capital próprio no futuro e uma melhor alternativa que recuperar o prejuízo fiscal. Portanto, há uma provisão para perdas nas demonstrações financeiras, no montante de R\$408 em 31 de dezembro de 2009, referente prejuízo fiscal sem previsão de recuperação.

A Companhia adotou as provisões do ASC Topic 740 em 1º de janeiro de 2007 e reconhece o efeito da situação tributária somente se for mais provável que não que essa situação seja sustentada. . O reconhecimento dos procedimentos fiscais adotados são mensurados pelo maior valor referente que seja superior a 50% de realização. Mudanças do reconhecimento ou mensuração são refletidas no próprio período em que as mudanças ocorrem. Como resultado da implementação do ASC Topic 740, a Companhia não registrou benefícios fiscais na contabilização de incertezas relativas ao imposto de renda. A reconciliação do inicial e final montante de benefícios fiscais não reconhecidos é como segue:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Saldo em 1 de janeiro	44	32	28
Aumento na posição tributária no exercício	4	4	4
Aumento na posição tributária no exercício	-	8	-
	-----	-----	-----
Saldo em 31 de dezembro	48	44	32
	=====	=====	=====

Estão incluídos no saldo total dos benefícios fiscais não reconhecidos em 31 de dezembro de 2009 e 2008, benefícios potenciais de R\$48 e R\$44 respectivamente, mencionados acima, que se reconhecidos, afetariam a taxa efetiva sobre renda de operações correntes. A Companhia reconheceu R\$6 e R\$12 de juros e multa relacionado aos benefícios fiscais em 2008 e 2007 não reconhecidos na demonstração do resultado do ano corrente. O total de juros e multas acumulados em 31 de dezembro de 2009 e 2008 são de R\$40 e R\$34 respectivamente.

A companhia e suas subsidiárias elaboram declaração de imposto de renda pessoa jurídica apenas no Brasil (exceto Transchile Charrua Transmissão S.A, domiciliada no Chile e em fase pré-operacional). A Companhia não é mais sujeita a auditoria da receita federal para anos anteriores a 2004. Todo o lucro antes da tributação e impostos relacionados são de origem brasileira. As principais ações judiciais em função de contestação da Receita Federal estão descritas na nota explicativa nº 17. A administração, baseada na opinião dos seus assessores legais, considera que não há riscos significantes não cobertos pelas obrigações já registradas ou que resultariam em uma alteração material na sua posição financeira ou no resultado das operações. A companhia não espera que o total dos benefícios fiscais não reconhecidos irá aumentar ou reduzir de forma significativa nos próximos 12 meses.

A política da Companhia é registrar juros e multa referente benefícios tributários não reconhecidos como despesas financeiras na sua demonstração de resultado.

6. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os exercícios indicados:

	<u>31 de dezembro de</u>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Caixa e bancos	93	171
Aplicações financeiras de curto prazo, principalmente certificados de depósitos bancários	3.811	1.798
	-----	-----
	3.904	1.969
	=====	=====

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições financeiras nacionais e contratadas em condições e taxas normais de mercado, sendo que são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

7. CONTAS A RECEBER, LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por tipo de consumidor para as datas indicadas:

	Atual	Vencimento		Total 31 de dezembro de	
		Há mais de 90 dias	Over 90 days	2009	2008
Residencial	394	146	81	621	544
Industrial	302	42	356	700	688
Comercial	222	46	70	338	298
Rural	64	18	19	101	102
Poder público	74	15	48	137	165
Serviço público	112	5	5	122	58
Subtotal	1.168	272	579	2.019	1.855
Suprimento	174	17	9	200	111
	1.342	289	588	2.219	1.966
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(238)	(238)	(244)
	1.342	289	350	1.981	1.722
Ativo circulante				1.949	1.705
Outros ativos não circulantes				32	17

Nenhum consumidor individualmente representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2009 e 2008 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007.

As provisões para contas duvidosas por classe de consumidores são as seguintes:

	2009	2008
Residencial	83	68
Industrial	40	79
Comercial	77	62
Rural	14	14
Poder público	19	16
Serviço público	5	5
	238	244
	===	===

As movimentações na provisão para contas duvidosas são as seguintes;

	2009	2008	2007
Saldo no início do exercício	244	295	297
Valores baixados	(19)	(108)	(95)
Provisão do exercício	13	57	93
Saldo no final do exercício	238	244	295
	===	===	===

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

8. IMPOSTOS A RECUPERAR

A tabela a seguir demonstra os impostos a recuperar para as datas indicadas:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Ativo circulante -		
Imposto de renda	335	311
Contribuição social	112	120
ICMS	197	159
PIS-PASEP	21	14
COFINS	98	65
Outros	5	3
	-----	-----
	768	672
	=====	=====
Outros ativos não circulantes -		
Imposto de renda	100	163
Contribuição social	11	11
ICMS	57	79
PIS-PASEP	42	-
	-----	-----
	210	253
	=====	=====

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e de pagamentos efetuados em 2009 que serão compensados com Imposto de Renda e Contribuição Social a pagar em 2010.

Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no Ativo Realizável a Longo Prazo, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado, que podem ser compensados em 48 meses.

9. INVESTIMENTOS

A tabela a seguir descreve os investimentos:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
TAESA	1.058	-
EATE	511	183
GASMIG	431	320
Light	377	-
Rio Minas Energia	-	303
Baguari Energia	179	140
ENTE	154	59
ETEP	98	38
Volta do Rio	88	-
EBTE	77	7
Morgado	69	-
Parajuru	65	-
ERTE	35	13
Transchile	28	34
Cachoeirão	23	17
ECTE	22	10
Pipoca	18	4
Centroeste	17	7
Alterosa	15	-
Transleste	12	12
Guanhães	10	10
Transudeste	9	7
Transirapé	6	5
Axxiom	3	3
Other investments	24	31
	-----	-----
	3.329	1.203
	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os investimentos são levados ao teste de recuperação de acordo com o FASB ASC Topic 323, Investimentos pelo Método de Equivalência Patrimonial e Joint Ventures (APB Opinion n^o 18, o Método de Equivalência Patrimonial para Investimentos em Ações Ordinárias).

a) Aquisição de Participação em empresas transmissoras de energia

A Brookfield Brasil TBE Participações Ltda exerceu, em 24 de setembro de 2008, opção de venda para a CEMIG e Alupar Investimento S.A. na proporção de 95% e 5%, respectivamente, de suas ações representativas de 24,99% do capital votante da Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE, 24,99% do capital votante da Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP, 18,35% do capital votante da Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE, 18,35% do capital votante da Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE e 7,49% do capital votante da Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE.

A conclusão da operação e a efetiva aquisição das ações pela CEMIG foram aprovados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e outros órgãos financiadores e a CEMIG adquiriu 100% das ações da Brookfield. O valor pago pela companhia e o ágio apurado na transação estão detalhados abaixo.

	<u>ETEP</u>	<u>ENTE</u>	<u>ERTE</u>	<u>EATE</u>	<u>ECTE</u>
Ativo Circulante	17	40	7	82	17
Imobilizado e intangível	332	744	159	2,080	294
Outros ativos	26	-	-	9	-
	-----	-----	-----	-----	-----
Total dos ativos adquiridos	<u>375</u>	<u>784</u>	<u>166</u>	<u>2,171</u>	<u>311</u>
Passivo Circulante	(17)	(65)	(15)	(104)	(35)
Financiamentos de Longo Prazo	(55)	(199)	(31)	(306)	(55)
Outros passivos de longo prazo	(1)	(2)	-	(3)	-
	-----	-----	-----	-----	-----
Total dos passivos	<u>(73)</u>	<u>(266)</u>	<u>(46)</u>	<u>(413)</u>	<u>(90)</u>
	====	====	====	====	====
Ativo Líquido	302	518	120	1.758	221
Participação adquirida	19,86%	18,34%	18,34%	17,92%	5,87%
	-----	-----	-----	-----	-----
Ativo líquido adquirido	60	95	22	315	13
Preço pago	60	95	22	315	13
	====	====	====	====	====

(b) Constituição dos Consórcios UHE Itaocara, PCH Paracambi e PCH Lajes

Em 03 de julho de 2008, o Conselho de Administração autorizou a participação da Cemig Geração e Transmissão S.A. em 49% do capital social dos empreendimentos UHE Itaocara, PCH Paracambi e PCH Lajes e constituir os seguintes consórcios: Consórcio UHE Itaocara, em parceria com a Itaocara Energia Ltda., Consórcio PCH Paracambi, em parceria com a Lightger Ltda., e Consórcio PCH Lajes, em parceria com a Light Energia S.A., todos tendo como objeto a análise da viabilidade técnica e econômica, a elaboração dos projetos e a implantação, operação, manutenção e exploração comercial dos respectivos empreendimentos. Todos os instrumentos particulares acima mencionados estão pendentes das autorizações ou anuências requeridas pelos órgãos regulatórios competentes, incluindo a ANEEL.

(c) Aquisição de Participação em empresas eólicas de energia em 2009 (Método de Equivalência Patrimonial– controle conjunto)

A Companhia adquiriu 49,00% dos seguintes parques Eólicos no estado do Ceará: Central Eólica Praias de Parajuru S.A. – no município de Beberibe, Central Eólica Praia do Morgado S.A. – e Central Eólica Volta do Rio S.A., ambas no município de Acaraú.

A totalidade da energia elétrica a ser gerada pelas centrais eólicas será comercializada para a Eletrobrás, no âmbito do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa, do governo federal.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Abaixo encontra-se o preço de compra reconhecido pela Cemig GT em 14 de agosto de 2009:

	<u>Morgado</u>	<u>Parajuru</u>	<u>Volta do Rio</u>
Ativo Circulante	14	14	176
Imobilizado e intangível	255	245	207
Outros ativos	4	-	-
	-----	-----	-----
Total dos ativos adquiridos	273	259	383
	=====	=====	=====
Passivo Circulante	(4)	(12)	(26)
Financiamentos de Longo Prazo	(126)	(112)	(175)
Outros passivos de longo prazo	-	-	(2)
	-----	-----	-----
Total dos passivos	(130)	(124)	(203)
	====	====	====
Ativo Líquido	143	135	180
Participação adquirida	49%	49%	49%
	-----	-----	-----
Ativo líquido adquirido	70	66	88
Preço pago	70	66	88
	====	====	====

(d) Aquisição de participação na TAESA, anteriormente denominada Terna Participações S.A. ("Terna") da Terna Participações S.A. (Método de Equivalência Patrimonial – controle conjunto)

Em 23 de abril de 2009, a Cemig GT assinou contrato de aquisição de 65,85% de participação acionária da Terna Participações S.A. ("TERNA"), holding que atua no segmento de transmissão de energia, pertencente à Terna S.p.A, com presença em 11 Estados por R\$2.150. A holding controla um total de seis empresas que, juntas, contam com mais de 3,750 quilômetros de linhas de transmissão. A operação estava sujeita à condições suspensivas, inclusive aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL").

O Conselho de Administração da CEMIG aprovou, em 05 de agosto de 2009, como alternativa à aquisição da totalidade das ações da TERNA detidas pela Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A ("TERNA S.p.A"), conforme facultado pelo Contrato celebrado entre a Cemig Geração e Transmissão e a TERNA S.p.A, a possibilidade de redução da participação final da Cemig Geração e Transmissão na referida aquisição para até 50% menos 1 (uma) ação ordinária e, quanto às ações preferenciais, até o percentual realizado pela Oferta Pública de Compra de Ações – OPA dos acionistas não controladores daquela Companhia, mediante parceria constituída com o Fundo de Investimento em Participações – FIP COLISEU.

O Conselho de Administração autorizou a cessão do contrato de Compra e Venda de Ações de aquisição da TERNA à Transmissora Atlântico de Energia Elétrica ("Atlântico"). O Conselho estabeleceu que a Cemig Geração e Transmissão mantivesse sua participação acionária na TAESA correspondente a 49% das ações ordinárias emitidas pela Atlântico, em associação com o FIP Coliseu, detentor dos 51% restante das ações ordinárias.

A Companhia anunciou, em 19 de outubro de 2009, o Encerramento de Distribuição Pública de Quotas da Primeira Emissão do Fundo de Investimento em Participações Coliseu – FIP Coliseu, estruturado pelo Banco Modal S.A., totalizando o valor de R\$1,33 bilhões. O montante foi suficiente para que este fundo adquirisse 51% das ações ordinárias TERNA.

Em 30 de outubro de 2009, a Cemig Geração e Transmissão e o FIP Coliseu efetuaram aporte de capital na Atlântico.

Em 03 de novembro de 2009 ocorreu a liquidação financeira do referido Contrato de Compra e Venda de ações celebrado com a TERNA S.p.A. com o pagamento e a transferência das ações de titularidade da TERNA para a Atlântico, na qual a Companhia detinha a participação de 49% do capital social. A operação envolveu a compra de 173.527.113 ações ordinárias representando aproximadamente 65,85% do capital total da TERNA.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Abaixo encontra-se o total dos reembolsos reconhecido pela Cemig Geração e Transmissão S.A. em 03 de novembro de 2009:

	<u>TAESA</u>
Ativo Circulante	265
imobilizado	5.554
Outros ativos	77

Total dos ativos adquiridos	5.896
	=====
Passivo Circulante	(792)
Financiamentos de Longo Prazo	(902)
Outros passivos de longo prazo	(597)

Total dos passivos	(2.291)
	=====
Ativo Líquido Consolidado	3.263
Participação adquirida	32,27%

Ativo liquid consolidado adquirido	1.053
Preço pago	1.053
	=====

10. ATIVO IMOBILIZADO E INTANGÍVEL, LÍQUIDOS

a) Ativo Imobilizado

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado consolidado:

	Taxas anuais de depreciação %	31 de Dezembro	
		2009	2008
Em serviço			
Geração			
Hidroeletrica *	2,49 (de 2,00% a 20,00%)	10.496	10.439
Termeletrica	3,98 (de 2,00% a 20,00%)	260	260
		-----	-----
		10.756	10.699
Transmissão	3,08 (de 2,00% a 20,00%)	1.846	1.723
Distribuição	4,71 (de 2,00% a 20,00%)	12.657	11.983
Administração	12,69 (de 3,00% a 20,00%)	509	524
Telecomunicação	6,72 (de 2,00% a 20,00%)	380	336
		-----	-----
		26.148	25.265
		=====	=====
Depreciação e amortização acumuladas			
Geração – Hidrelétrica e Termelétrica *		(5.268)	(5.047)
Transmissão		(1.103)	(1.025)
Distribuição		(6.802)	(6.448)
Administração		(411)	(414)
Telecomunicação		(189)	(162)
		-----	-----
		(13.773)	(13.096)
		-----	-----
Total em serviço		12.375	12.169
		-----	-----
Construções em andamento			
Geração *		140	261
Transmissão		106	64
Distribuição		1.154	1.092
Administração		63	119
Telecomunicações		25	28
		-----	-----
Total de construções em andamento		1.488	1.564
		=====	=====
Total do imobilizado		13.863	13.733
		=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008 totalizaram R\$83 e R\$155, respectivamente.

Em conformidade com a legislação brasileira, os ativos de geração, transmissão e distribuição de energia da CEMIG não podem ser cedidos, alienados, transferidos, vendidos ou hipotecados sem a autorização prévia da ANEEL. A ANEEL regula a liberação de recursos e das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para a liberação de recursos que não têm qualquer utilidade para a concessão. Os valores recebidos em virtude da alienação de ativos devem ser depositados em uma conta bancária vinculada e utilizado na compra de outros ativos da concessão.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis para os exercícios de 2009 e 2008.

Os contratos de concessão prevêem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia, de forma que a Administração entende que o valor contábil do imobilizado não depreciado ao final da concessão será reembolsável pelo Poder Concedente.

De acordo com as práticas correntes no Brasil para as Companhias do setor elétrico, de tempos em tempos, a CEMIG constrói sistemas de distribuição para o benefício de consumidores cujo custo é por estes reembolsado. Esses reembolsos são contabilizados como redução dos respectivos custos dos bens relacionados, na medida que são recebidos.

Consórcios

A CEMIG é parceira em alguns consórcios para projetos de geração de energia elétrica. Cada participante tem o direito de utilização da energia gerada pela usina na proporção da sua participação. Estes projetos são administrados através de contratos bilaterais que estabelecem os direitos e obrigações de cada participante.

A participação da CEMIG em consórcios, representada pelos valores investidos nos projetos e que consta da tabela abaixo, é a seguinte:

	Participação da CEMIG %	2009	2008
Em serviço -			
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	234	209
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	165	163
Usina Hidrelétrica de Igarapava	14,50	56	56
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	33,33	55	55
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00	705	692
Amador Aguiar I e II Usina Hidrelétrica	21,05	54	54
(-) Depreciação Acumulada		(156)	(126)
		-----	-----
		1.113	1.103
		-----	-----
Construções em andamento -			
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	-	25
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00	-	11
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	-	2
Usina Hidrelétrica de Baguari	34,00	-	5
		-----	-----
		-	43
		-----	-----
		1.113	1.146
		=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A participação dos outros parceiros nos consórcios para geração de energia está dividida da forma que segue:

Consórcio	Componentes do consórcio, exceto a CEMIG	Participação (%)
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	Companhia de Tecidos Nortes de Minas Gerais – COTEMINAS	33,34
	Vale S.A.	33,33
Usina Hidrelétrica de Igarapava	Vale S.A.	38,15
	Companhia Mineira de Metais – CMN	23,93
	Companhia Siderúrgica Nacional - CSN	17,92
	Mineração Morro Velho - MMV	5,50
Usina Hidrelétrica de Funil	Vale S.A.	51,00
Usina Hidrelétrica de Queimado	Companhia Energética de Brasília	17,50
Usina Hidrelétrica Aimorés	Vale S.A.	51,00
Usina Hidrelétrica Amador Aguiar I e II	Vale S.A.	48,43
	Comercial e Agrícola Paineiras Ltda.	17,89
	Companhia Mineira de Metais - CMN	12,63
Usina Hidrelétrica de Baguari	Furnas Centrais Elétrica S.A	15,00
	Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A	51,00

b) Intangível

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Intangível	462	426
Depreciação acumulada	(211)	(148)
Total do Intangível	===== 251	===== 278

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Os depósitos judiciais referem-se principalmente a impostos e contingências trabalhistas.

Os depósitos judiciais são essencialmente compostos de obrigações fiscais, referem-se a imposto ITCMD - Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação (Imposto sobre Sucessões e Doações), Seguridade Social e as obrigações de imposto de renda - relacionadas com a indenização para o "Anuênio" e os lucros e PASEP / COFINS - relacionadas com a exclusão da base de cálculo.

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Trabalhistas	203	157
Obrigações Fiscais		
PASEP/COFINS	297	96
ITCMD	49	50
Imposto de Renda sobre Juros sobre Capital Próprio	14	-
Outros	100	48
	===== 663	===== 351

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

12. FORNECEDORES

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Suprimento de Energia Elétrica-		
Eletrobrás – Energia de Itaipu	137	169
Furnas Centrais Elétricas S.A.	56	68
Mercado Atacadista de Energia – CCEE/MAE	20	76
Pagamentos a geradores pela energia comprada na CCEE/MAE durante o período de racionamento	30	-
Outros	211	178
	-----	-----
	454	491
Materiais e serviços	216	228
	-----	-----
	670	719
	=====	=====
Passivo circulante	668	719
Exigível a longo prazo	2	-

Em razão do acordo celebrado entre a CEMIG, a ANEEL e os agentes do mercado, os valores devidos à CCEE/MAE deverão ser pagos até setembro 2009, com reajuste de acordo com a SELIC mais juros anuais de 1,00%. A decisão final de algumas ações judiciais movidas por agentes do Mercado referente a interpretação de algumas regras em vigor no período de realização das transações no âmbito da CCEE/MAE pode resultar em mudanças nos valores registrados. Vide nota 4.

Em 15 de dezembro de 2009, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 387 em que estabeleceu que os saldos da Energia Livre e da Perda de Receita, após o encerramento da cobrança da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE nas tarifas de fornecimento da distribuidoras, deverão ser recalculados através de uma nova metodologia.

O repasse final da Energia Livre corresponderá ao somatório das diferenças mensais, positivas ou negativas, entre os repasses financeiros da Energia Livre efetuados conforme critérios definidos e os repasses já efetivamente realizados, acrescidas da remuneração financeira pela Taxa Selic desde a data da ocorrência da diferença até a data de encerramento da cobrança da RTE nas tarifas de fornecimento. O valor a ser repassado aos agente Geradores são atualizados pela variação da SELIC acrescidos de 1,00% de juros ao ano.

13. IMPOSTOS A RECOLHER

A tabela a seguir descreve os impostos acumulados a recolher:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Circulante -		
Imposto de renda	32	44
Contribuição social	11	17
ICMS	288	277
COFINS	60	80
PIS	18	17
Outros	42	36
	-----	-----
	451	471
Longo prazo -		
Imposto de renda	-	1
COFINS	277	75
PASEP	60	30
Outros	1	-
	-----	-----
	338	106
	-----	-----
	789	577
	-----	-----

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O PASEP e COFINS de longo prazo referem-se ao processo judicial que questiona a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do valor tributável destes impostos. A ação também se aplica para a compensação dos valores pagos nos últimos 10 anos. A Companhia obteve liminar que lhe permite não fazer o pagamento e autoriza o pagamento através de depósitos judiciais a partir de 2008.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

(a) As tabelas a seguir descrevem os financiamentos:

FINANCIADORES	Pagamento do principal	Taxas anuais (%)	31 de Dezembro				
			2009		2008		
			Moeda	Circulante	Longo Prazo	Total	
			R\$				
Moeda Nacional							
Banco Credit Suisse First Boston S.A. II	Paqamento único em 2010	106,00% do CDI	R\$	75	-	75	75
Banco do Brasil S.A. III and VII	Paqamento único em 2012	111,00% do CDI	R\$	41	79	120	121
Banco do Brasil S.A.	Paqamento único em 2012	110,00% do CDI	R\$	262	503	765	-
Banco do Brasil S.A. IV and VIII	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	31	82	113	114
Banco do Brasil S.A. V and IX	Paqamento único em 2013	107,60% do CDI	R\$	8	126	134	138
Banco do Brasil S.A.	Anual até 2014	104,10% do CDI	R\$	19	1,200	1,219	1,230
Banco Itaú – BBA IV and VII	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	86	226	312	316
Banco Itaú – BBA IV and VII	Anual até 2014	CDI + 1,70	R\$	-	3	3	4
Banco Votorantim S.A. I and III	Paqamento único em 2010	113,50% do CDI	R\$	55	-	55	55
Banco Votorantim S.A. II, III, IV	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	26	76	102	103
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Mensal até 2026	TJLP + 2,34	R\$	5	119	124	-
Bradesco S.A. II, III	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	1	1	2	2
Bradesco S.A. II, III	Anual até 2014	CDI + 1,70	R\$	109	283	392	399
Bradesco S.A. (3)	Paqamento único em 2010	113,00% do CDI	R\$	2,742	-	2,742	-
Debentures II	Paqamento único em 2009	CDI + 1,20	R\$	-	-	-	357
Debentures II	Paqamento único em 2011	104% do CDI	R\$	3	239	242	244
Debentures III – Minas Gerais State Government	Diversos	IGP-M	R\$	-	37	37	33
Debentures IV	Paqamento único em 2014	IGP-M + 10,50	R\$	18	301	319	325
Debentures V	Paqamento único em 2017	IPCA + 7,96	R\$	2	444	446	428
ELETOBRÁS I and III	Mensal até 2013	FINEL + 7,5 e 8,5	R\$	12	36	48	61
ELETOBRÁS IV	Trimestral até 2023	UFIR + 6,00 a 8,00	R\$	46	307	353	370
Large consumers – C.V.R.D.	Semestral até 2011	Diversos	R\$	3	3	6	5
Banco Santander Brasil S.A. I and II	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	21	60	81	81
UNIBANCO V	Paqamento único em 2009	CDI + 2,98	R\$	-	-	-	107
UNIBANCO VI and X	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	87	232	319	322
UNIBANCO I	Anual até 2013	CDI + 1,70	R\$	23	55	78	81
Banco Itaú and Bradesco (2)	Semestral até 2015	CDI + 1,70	R\$	147	804	951	990
Banco do Nordeste do Brasil	Paqamento único em 2010	TR + 7,30	R\$	38	-	38	105
Others	Diversos	Diversos	R\$	-	11	11	-
				-----	-----	-----	-----
Total moeda nacional				3.860	5.227	9.087	6.066

**O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO
DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A
ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.**

FINANCIADORES	Pagamento do principal	Taxas anuais (%)	Moeda	31 de Dezembro			
				2009		2008	
				Circulante	Longo prazo	Total	Total
R\$ milhões							
Em Moeda Estrangeira							
ABN AMRO Bank – N. II	Anual até 2013	6,00	US\$	22	65	87	117
ABN AMRO Real S.A. III, IV and V	Semestral até 2009	6,35	US\$	-	-	-	17
Banco do Brasil S.A. – Diversos (1)	Semestral até 2024	Diversos	US\$	9	58	67	94
Banco do Brasil S.A. II	Pagamento único em 2009	3,90	JPY	-	-	-	100
Banco Paribas II	Semestral até 2012	5,89	EURO	3	4	7	13
Banco Paribas I and III	Semestral até 2010	Libor + 1,87	US\$	10	-	10	42
KFW	Semestral até 2016	4,50	EURO	2	10	12	17
UNIBANCO I, III e VIII	Diversos	6,50	US\$	-	-	-	11
UNIBANCO III and V	Pagamento único em 2009	5,50	US\$	-	-	-	5
UNIBANCO IV and IX	Pagamento único em 2009	5,00	US\$	-	-	-	20
Toshiba do Brasil S.A.	Trimestral até 2011	Libor + 6,00	US\$	7	-	7	9
				-----	-----	-----	-----
Total em moeda estrangeira				53	137	190	445
				-----	-----	-----	-----
Total				3.913	5.364	9.277	6.511
				====	====	====	====

- (1) Estas taxas de juros variam de 2,00 a 8,00% ao ano;
(2) Refere-se a quotas senior do FIDC;
(3) Notas Promissórias da Cemig Geração e Transmissão.

(b) Composição dos financiamentos em moeda externa e indexadores:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em diante	Total
Moedas									
Dólar Norte-Americano	48	30	28	26	2	-	-	37	171
Euro	5	4	3	2	2	2	1	-	19
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	53	34	31	28	4	2	1	37	190
Indexadores -									
Certificado de Depósito Interbancário – CDI	3.736	1.009	1.169	1.015	549	227	-	-	7.705
Índice Geral de Preços de Mercado – “IGP-M”	18	-	-	-	301	-	-	37	356
Unidade Fiscal de Referência – “UFIR”	46	53	50	44	43	38	31	48	353
Índice Interno da Eletrobrás – “FINEL”	12	12	12	12	-	-	-	-	48
Índice de Preço ao Consumidor Amplo – “IPCA”	2	1	1	-	-	148	148	148	448
Taxa Referencial – “TR”	38	-	-	-	-	-	-	-	38
Unidade de Referência de Taxa de Juros – “URTJ”	5	10	10	10	10	8	8	73	134
Outros	3	-	-	-	1	1	-	-	5
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	3.860	1.085	1.242	1.081	904	422	187	306	9.087
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	3.913	1.119	1.273	1.109	908	424	188	343	9.277

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(c) A tabela abaixo indica as variações, para os exercícios indicados nas taxas de câmbio das moedas estrangeiras/Real, para as principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos financiamentos, expressos em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Moedas-			
Dólar Norte- Americano	(25,49)	31,94	(17,15)
Yen	(27,10)	62,89	(11,78)
Euro	(22,57)	24,13	(7,50)

(d) A tabela abaixo indica as variações, para os exercícios indicados, dos principais indexadores utilizados nos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Indexadores -			
CDI	9,93	12,32	11,82
IGP-M	(1,72)	9,81	7,75
SELIC	9,84	12,48	11,88
FINEL	(0,35)	1,90	1,51

(e) A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2009	2008
Saldo no início do exercício	6.511	6.814
Empréstimos e Financiamentos obtidos	3.614	176
Varição monetária e cambial	19	322
Encargos financeiros provisionados	581	650
Encargos financeiros pagos	(577)	(644)
Amortização de financiamentos	(884)	(807)
Outros	13	-
Saldo no final do exercício	9.277	6.511
	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(f) As captações de recursos consolidadas durante o exercício de 2009 estão demonstradas abaixo:

<u>Empréstimos / Financiadores</u>	<u>Vencimento Principal</u>	<u>Encargos Financeiros Anuais</u>	<u>Valor Captado</u>
EM MOEDA CORRENTE			
<i>Cemig Geração e Transmissão</i>			
Banco Bradesco S.A.	2010	113% do CDI	2.700
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	153
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	428
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	10
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	7
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	8
Banco do Brasil S.A.	2012	110% do CDI	57
BNDES	2026	TJLP + 2,34%	107
BNDES	2026	TJLP + 2,34%	10
BNDES	2026	TJLP + 2,34%	5
Construtora Quebec Ltda	2012	IPCA	1
Energ Power Ltda	2012	IPCA	1
Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP	2015	URTJ + 5,00	4
Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP	2015	URTJ + 5,00	4
<i>Cemig Distribuição</i>			
ELETROBRÁS	2013	6,50%	2
ELETROBRÁS	2015	7,00%	26
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	20
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	7
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	4
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	6
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	9
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	35
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	3
Banco do Brasil S.A.	2012	111% do CDI	7
Total captado			<u>3.614</u>

(g) Cláusulas Restritivas - 'Covenants'

Certos empréstimos, financiamentos e debêntures da CEMIG contêm algumas cláusulas restritivas financeiras que são calculadas com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Os principais covenants em 31 de dezembro de 2009 são como segue:

<u>Descrição da Cláusula Restritiva</u>	<u>Índice Requerido</u>
Dívida/EBITDA;	Menor ou igual a 2,5
Dívida/EBITDA;	Menor ou igual a 3,36
Dívida Líquida/EBITDA	Menor ou igual a 3,25
Dívida Circulante/EBITDA	Menor ou igual a 90%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 53%
EBITDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,8
EBITDA/Juros	Maior ou igual a 3,0
EBITDA/Resultado Financeiro	Maior ou igual a 2,0
Investimento/EBITDA	Menor ou igual a 60%

Dívida Líquida = Dívida total menos saldo de caixa e menos títulos negociáveis

EBITDA = Lucro antes dos juros, impostos (sobre o lucro), depreciações e amortizações. Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos de cálculo do EBITDA, com algumas variações em relação a fórmula mencionada.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Das cláusulas restritivas acima mencionadas, duas não foram atendidas, conforme abaixo:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido	Posição em 31/12/2009	Dívida pendente
Cemig Geração e Transmissão			
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 53%	61,22%	179
Cemig Distribuição			
Investimento/EBITDA	Menor ou igual a 60%	92,42%	142
Dívida/EBITDA	Menor ou igual a 2,5	2,78	87

A Companhia obteve dos credores o consentimento de que não irão exercer seu direito de exigir os pagamentos imediatos ou antecipados dos montantes devidos até 1 de janeiro de 2011. Os financiamentos estão classificados como Passivo Circulante e Não Circulante, de acordo com os termos originais do contrato, tendo em vista a obtenção do referido consentimento.

15. ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os encargos regulatórios da Companhia a pagar:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Reserva global de reversão	35	32
Conta de consumo de combustível	12	42
Encargo de capacidade emergencial	35	36
Conta desenvolvimento energético	34	30
Eficiência energética e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	333	327
Outros	110	-
	20	13
	----	----
	579	480
	===	===
Passivo Circulante	317	460
Exigível a Longo prazo – outros	262	20

(a) Reserva global de reversão:

A reserva global de reversão foi criada como um fundo a ser gerenciado pela ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A., *holding* estatal para investimentos no setor elétrico brasileiro), com o propósito de reembolsar as companhias do setor elétrico quando do término do período da concessão e da reversão para o Governo Federal dos seus ativos sujeitos à concessão. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, à taxa de 2,5% dos ativos em serviço, limitada a 3% do total de receitas operacionais anuais, líquidas do ICMS incidente nas vendas para consumidores finais.

(b) Quota de Consumo de Combustível:

A Quota de Consumo de Combustível corresponde a contribuições efetuadas pelas empresas concessionárias de energia elétrica para subsidiar o custo dos combustíveis utilizados no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro.

(c) Encargo de Capacidade Emergencial:

O encargo de Capacidade Emergencial representa um novo encargo estabelecido em 2002, que é rateado entre os consumidores finais de energia elétrica, e refere-se à aquisição de energia e contratação de capacidade de geração pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica (CBEE).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(d) Conta de Desenvolvimento Energético:

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE - foi criada pela Lei nº 10.438/02, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”), biomassa, gás natural e carvão mineral. Os valores a serem pagos pela CEMIG foram definidos pela Resolução nº 42, da ANEEL, de 31 de janeiro de 2003.

(e) Eficiência Energética e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, as distribuidoras e geradoras de energia elétrica devem investir 1% de sua renda líquida em programas de pesquisa e desenvolvimento sobre eficiência energética. Tal porcentagem é incluída anualmente nas receitas da CEMIG por meio do reajuste tarifário estipulado pela ANEEL e devem ser destinadas a esse programa.

16. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

A CEMIG patrocina um plano de pensão, administrado pela Fundação Forluminas de Seguridade Social – “FORLUZ”, abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o ASC Topic 715 tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. Entretanto, a amortização do “Net Transition Obligation” (Obrigação de transição líquida), existente em 1º de janeiro de 1995, foi calculada retroativamente como se tivesse sido determinada em 1º de janeiro de 1989, quando a aplicação do ASC Topic 715 passou a ser aplicável para fundos de pensão estabelecidos fora dos Estados Unidos.

Até outubro de 1997, a Companhia patrocinava somente um plano de benefício definido. Entre 29 de setembro de 1997 e 1º de maio de 1998, foi facultado aos participantes a migração para um plano de contribuição definida. Os participantes que optaram pelo novo plano tinham duas opções. A primeira era manter o saldo adquirido no plano de benefício definido até a data da migração, sem aumento nos benefícios por futuros aumentos salariais ou serviços futuros, sendo que as contribuições futuras seriam efetuadas para o novo plano através de contas individuais. A segunda opção para estes participantes que migraram para o plano de contribuição definida era transferir o saldo acumulado até aquela data para suas contas individuais no plano de contribuição definida. Em ambas as alternativas, os participantes adquiriram totalmente o direito pelos saldos acumulados até a data da migração.

No plano de contribuição definida, a Companhia participa com contribuição paritária à dos empregados, sendo estas de 3% a 12% do salário de cada um dos funcionários, dependendo de fatores específicos. O total do ativo do plano de contribuição definida (que também é administrado pela FORLUZ) em 31 de dezembro de 2009 e 2008 era R\$2.767 e R\$2.386, respectivamente, e as despesas com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 foram de R\$43, R\$49 e R\$34, respectivamente.

A CEMIG também patrocina planos de saúde e paga prêmio de seguro de vida para os aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com o SFAS 106 “Employers’ Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions” (Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego além de plano de pensão) (incluído no ASC Topic 715).

A CEMIG utiliza a data de 31 de dezembro para avaliar os seus benefícios pós-emprego para os empregados.

A Companhia adotou o SFAS No. 158 (incluído no ASC Topic 715), em 31 de dezembro de 2006, que requer o reconhecimento da cobertura de planos de pensão e outros benefícios pós-emprego como um direito ou uma obrigação nas demonstrações financeiras, e os reflexos das mudanças na cobertura do plano no ano em que elas ocorreram, na conta Patrimônio Líquido. A Companhia reconheceu um ajuste, líquido de impostos, pela adoção da provisão do SFAS No. 158 em 31 de dezembro de 2006.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Amortização das Obrigações Atuariais

Parte da obrigação atuarial com benefícios pós-emprego, no montante de R\$904 em 31 de dezembro de 2009 (R\$942 em 31 de dezembro de 2008) foi reconhecida como obrigação a pagar pela CEMIG e será amortizada até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Parte dos valores é reajustada anualmente com base no indexador de reajuste salarial dos empregados da Companhia (não incluindo produtividade) incluídos no plano de benefício definido e parte é reajustada pelo IPCA do IPEAD, acrescido de 6% ao ano.

Caso a FORLUZ venha a apresentar superávits técnicos pelo período de três anos consecutivos, estes poderão ser utilizados para a redução das obrigações a pagar pela CEMIG, mencionadas no parágrafo anterior, conforme previsto contratualmente. Portanto, o superávit apresentado pela FORLUZ em 2006, no montante de R\$207, foi utilizado para reduzir o débito da empresa supramencionado e conseqüentemente dos pagamentos anuais da contribuição CEMIG para Forluz. Esta compensação não representa uma redução das obrigações da CEMIG, a qual é mensurada de acordo com critérios atuariais.

A movimentação dos benefícios não cobertos por contribuições da patrocinadora dos planos são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde, odontológico e seguro	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2009	2008	2009	2008
Obrigações projetadas	5.850	5.572	951	922
Valor de mercado dos ativos do plano	(5.411)	(4.654)	-	-
	-----	-----	-----	-----
Benefícios não cobertos	439	918	951	922
	=====	=====	=====	=====

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde, odontológico e seguro	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2009	2008	2009	2008
Obrigações com o benefício projetado- início do exercício	5.572	5.789	922	900
Custo do serviço	5	6	11	45
Juros sobre a obrigação atuarial	549	543	93	84
Perda (ganho) Atuarial	122	(387)	(30)	(65)
Benefícios pagos aos participantes	(398)	(379)	(45)	(42)
	-----	-----	-----	-----
Obrigações com o benefício - final do exercício	5.850	5.572	951	922
	=====	=====	=====	=====

A obrigação acumulada com benefícios em 31 de dezembro de 2009 e 2008, é de R\$5.681 e R\$5.445, respectivamente, e as contribuições esperadas a serem pagas ao Plano de benefício definido, Plano de saúde, odontológico e seguro para o próximo ano são R\$161 e R\$42, respectivamente.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde, odontológico e seguro	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2009	2008	2009	2008
Valor de mercado dos ativos do plano - início do exercício	4.654	4.385	-	33
Contribuições do empregador	155	165	45	42
Rendimento efetivo dos ativos do plano	1.000	483	-	(33)
Benefícios pagos aos participantes	(398)	(379)	(45)	(42)
	-----	-----	-----	-----
Valor de mercado dos ativos do plano – final do exercício	5.411	4.654	-	-
	=====	=====	=====	=====

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego (líquido dos impostos) reconhecidos como Outros Ganhos Abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 são demonstradas a seguir:

	2009	2008	2007
Outros ganhos abrangentes acumulados no início do exercício	711	1.010	610
Aumento (redução) da obrigação	(253)	(299)	400
	-----	-----	-----
Outros ganhos abrangentes acumulados no final do exercício	458	711	1.010
	=====	=====	=====

Os componentes do Outros ganhos abrangentes acumulados (ASC Topic 715) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 são os seguintes:

	Plano de benefício definido	Plano de saúde, odontológico e seguro
Obrigações de transição (ativo) não reconhecidos no NPPC no início do período	-	7
Obrigações de transição (ativo) reconhecidos no NPPC durante o período	-	(5)
Custo inicial do serviço (crédito) não reconhecidos no NPPC no início do período	90	52
Custo inicial do serviço (crédito) reconhecidos no NPPC durante o período	(10)	(6)
Ganho/Perda não reconhecidos no NPPC no início do período	254	146
Ganho/Perda reconhecidos no NPPC durante o período	-	(12)
Total Líquido da Perda (ganho) Atuarial durante o período	(320)	(30)
	-----	-----
Total Acumulado da Perda com Outros ganhos abrangentes em 31/12/2009	14	152
	=====	=====

Os componentes do custo líquido do período, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde, odontológico e seguro		
	Exercícios findos em 31 de dezembro de			Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Custo do serviço	5	6	5	11	45	36
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	549	543	545	93	84	86
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(558)	(481)	(566)	-	(4)	(4)
Amortização da obrigação de transição	-	-	-	5	5	5
Amortização de perdas (ganhos)	-	38	-	12	12	9
Contribuição esperada dos empregados	-	-	-	-	(34)	(26)
Amortização dos custos de serviço passado	10	10	10	6	6	5
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Custo líquido do período	6	116	(6)	127	114	111
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os componentes do custo projetado líquido do período para o exercício de 2010 são os seguintes:

	<u>Plano de benefício definido</u>	<u>Plano de saúde, odontológico e seguro</u>
Custo do serviço	5	11
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	605	100
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(597)	-
Amortização dos custos de serviço passado	10	6
Amortização da obrigação de transição	-	1
Amortização de perdas	-	7
	-----	-----
	23	125
	===	===

A distribuição média ponderada dos ativos por categoria é a seguinte:

Tipo de investimento	<u>Plano de benefício definido, Plano de saúde e odontológico</u>				<u>Meta de alocação de ativos de acordo com o percentual ou a média percentual do Comitê de Investimentos da FORLUZ</u>
	<u>Distribuição dos ativos em 31 de dezembro de</u>				
	<u>2009</u>	<u>R\$</u>	<u>2008</u>	<u>R\$</u>	
Títulos representativos de dívida	83,63	6.839	85,46	6.016	até 100%
Ações	10,36	847	8,56	603	até 20%
Bens Imóveis	3,01	246	3,03	213	até 8%
Empréstimos a participantes	3,00	246	2,95	208	até 15%
	-----	-----	-----	-----	
Total	100,00%	8.178	100,00%	7.040	
	=====	=====	=====	=====	

Políticas de investimento:

- O Comitê de Investimentos da FORLUZ determina as diretrizes de investimento;
- Objetivos de investimento: atingir o rendimento atuarial mínimo (IPCA/IPEAD mais 6% ao ano), em curto e longo prazos;
- Tipos de investimentos permitidos: Renda fixa com baixo risco de crédito, ações, bens imóveis e empréstimos a participantes;
- Tipos de investimentos não permitidos: ativos de médio e alto risco, moedas estrangeiras e outros de acordo com a legislação brasileira.
- Uso de derivativos: com o propósito de proteção contra exposição a riscos significantes.

Rendimentos esperados para os investimentos nos ativos do plano:

- Renda fixa: Cotações de mercado do CDI, IGP-M, INPC (1), IPCA/IBGE (2),
- Ações: média Cotações de mercado do IBOVESPA (3)
- Bens Imóveis: Estimativa de preço de venda, baseado em relatórios externos - IPCA/IPEAD + 6% ao ano
- Empréstimos a participantes: Contabilizado pelos termos do contrato dos respectivos participantes. Estes empréstimos possuem taxa flutuante - IPCA/IPEAD + 10,03% ao ano

- (1) *Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC*
 (2) *Índice de Preços ao Consumidor Amplo- IPCA*
 (3) *Índice da Bolsa de Valores de São Paulo – IBOVESPA*

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 31 de dezembro de 2009 e 2008, os ativos do plano de pensão incluíram títulos emitidos pela CEMIG como se segue:

	Plano de benefício definido	
	31 de dezembro de 2009	31 de dezembro de 2008
Debêntures	256	354
Ações	10	29
	-----	-----
	266	383
	=====	=====

As premissas utilizadas pela Companhia em 2009 e 2008 para seus planos de pensão definidos são como segue (percentual incluindo inflação projetada de 5% ao ano):

	2009	2008
Método atuarial	Unidade de crédito projetada	Unidade de crédito projetada
Taxa Anual de Desconto	10,76	10,24
Taxa Anual de Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	11,34	12,32
Índice Anual de Aumentos Salariais	6,08	6,08
Taxa Anual de Crescimento Real dos Benefícios	4,00	4,00
Tábua Biométrica de Mortalidade Geral	AT - 2000	AT - 83
Tábua Biométrica de Entrada de Invalidez	Light Medium	Light Medium
Tábua Biométrica de Mortalidade de Inválidos	IAPB-57	IAPB-57
Taxa Anual de Rotatividade Esperada	2,00	2,00

O entendimento utilizado para determinação da taxa de rendimento a longo prazo sobre os ativos descrita acima é baseada na expectativa da administração de retorno de longo prazo e das taxas dos títulos público do Governo brasileiro, com taxa de desconto adicionada de 2% ou 3% que a Companhia considera razoável.

A obrigação da CEMIG relacionada ao plano de saúde para aposentados é calculada considerando uma contribuição anual definida por funcionário, baseada na sua expectativa de vida. O montante da contribuição não é baseado no aumento ou redução dos custos das despesas médicas. Se a contribuição pré-determinada não cobrir as despesas de benefícios futuros, será cobrada uma contribuição adicional dos empregados da CEMIG, ou os benefícios médicos relacionados serão reduzidos, conforme o acordo celebrado entre a CEMIG e o sindicato referente ao plano de saúde.

Pagamentos de Benefícios Futuros Estimados:

Os pagamentos indicados a seguir, os quais refletem expectativas de serviços futuros, se aplicável, são previstos como segue:

	Aposentadorias	Plano de saúde, odontológico e seguro
2010	442	42
2011	438	44
2012	434	46
2013	429	48
2014	424	50
2015 em diante	2.024	292
	-----	-----
	4.191	522
	=====	=====

Contribuição:

A Companhia espera contribuir com R\$161 para seu plano de pensão e R\$42 para seu plano de saúde, seguro e plano odontológico em 2009.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

17. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG e suas controladas são partes integrantes em processos legais no Brasil, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, cíveis e outros assuntos. A Companhia acredita que eventuais perdas em excesso aos montantes provisionados para tais contingências, não afetarão de forma relevante o resultado das operações e a posição financeira da Companhia. Para aquelas contingências cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis a Companhia constituiu provisões para perdas, como segue:

	31 de dezembro de	
	2009	2008
Trabalhistas		
Diversas	81	82
Cíveis		
Danos Pessoais	27	35
Majoração Tarifária	234	78
Outros	107	109
	-----	-----
	368	222
Fiscais		
FINSOCIAL	21	21
Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa	85	77
Outros	18	14
	-----	-----
	124	112
Regulatórios		
Processos Administrativos da ANEEL	74	56
	-----	-----
Total	647	472
	=====	====
Passivo Circulante	128	-
Passivo Não Circulante	519	472

Os detalhes sobre as provisões constituídas são como segue:

(a) Contingências Trabalhistas:

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a questionamentos de horas-extras e adicional de periculosidade, além de indenização por danos pessoais e materiais.

(b) Majoração Tarifária

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a CEMIG objetivando reembolso para as quantias pagas em função do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados questionados e com base em decisões judiciais recentes. A Companhia constituiu uma provisão correspondente a perda que considera como provável na questão, no valor de R\$234 em 31 de dezembro de 2009 (R\$78 em 31 de dezembro de 2008).

Houve uma ação judicial entre a CEMIG e um dos consumidores industriais (no montante de aproximado R\$ 239 em 2006) relacionados ao aumento de tarifa ocorrido durante o Plano Cruzado, pela Portaria 045/86. Em maio de 2010 Cemig Distribuição celebrou um acordo com o consumidor onde ficou definido o pagamento pela CEMIG de R\$177 ao consumidor.

O montante será liquidado da seguinte forma: i) compensação de faturas em aberto, correspondente a aproximadamente R\$92, e ii) na emissão de faturas futuras de fornecimento de energia elétrica e utilização do sistema de distribuição no valor de R\$85.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(c) Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa

A provisão constituída de R\$84 em 31 de dezembro de 2009 (R\$74 em 31 de dezembro de 2008) refere-se à dedução na base de cálculo do IRPJ da despesa com Contribuição Social paga desde 1998. A CEMIG possuía liminar concedida pela 8ª Vara da Justiça Federal, em 17 de abril de 1998, para não recolhimento deste tributo, no entanto, em 2010, a Cemig perdeu essa isenção.

(d) Processos Administrativos da ANEEL

Em 09 de janeiro de 2007, a ANEEL notificou a Cemig Distribuição S.A. por considerar incorretos alguns critérios adotados pela Companhia na apuração da receita com subvenção de baixa renda, questionando os critérios de identificação dos consumidores que deveriam receber o benefício e também o cálculo de apuração da diferença a ser reembolsada pela Eletrobrás, no montante estimado de R\$143. A Companhia constituiu uma provisão correspondente a perda que considera como provável na questão, no valor de R\$47 em 31 de dezembro de 2009 (R\$44 em 31 de dezembro de 2008).

(e) Ações Cíveis e outras:

Refere-se basicamente a diversas reivindicações de pessoas que sofreram danos, principalmente por acidentes sofridos em decorrência dos negócios da Companhia e danos sofridos pela interrupção de fornecimento de energia. A provisão em 31 de dezembro de 2009 representa a perda potencial sobre as reivindicações.

Entre as causas cíveis tem-se a ação indenizatória ocasionada por incêndio em pastagem de propriedade rural, decorrente do rompimento de cabo de energia elétrica. A perda provável no montante de R\$34 encontra-se integralmente provisionada.

(f) Contingências com avaliação de perda remota ou possível

A CEMIG possui outros processos jurídicos relevantes para os quais a Companhia considera remoto ou possível um resultado desfavorável. A CEMIG não espera incorrer em quaisquer perdas materiais relacionadas a essas contingências e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência. Alguns detalhes relacionados a essas matérias são como segue:

(I) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Benefícios Pós-Emprego

A Secretaria da Receita Federal, em 11 de outubro de 2001, emitiu um Auto de Infração, no montante atualizado de R\$330, em função da utilização de créditos fiscais que resultaram na retificação das declarações de imposto de renda de 1997, 1998 e 1999. As declarações de imposto de renda foram retificadas como resultado da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego. As obrigações pós-emprego adicionais que resultaram das alterações na forma de contabilização foram reconhecidas nos exercícios fiscais retificados, resultando em prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social.

A CEMIG apresentou um recurso administrativo junto ao Conselho de Contribuintes do Ministério da Fazenda obtendo decisão favorável para os anos de 1997 e 1998 e desfavorável em relação ao ano de 1999. Essa decisão desfavorável implicaria na redução no prejuízo fiscal/base negativa, registrados como créditos tributários, no montante histórico de R\$27. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados para a recuperação dos referidos créditos fiscais. A expectativa de perda nessa ação é considerada remota.

Os créditos fiscais constituídos, mencionados no parágrafo anterior, foram utilizados pela CEMIG na compensação de impostos pagos nos exercícios de 2002 e 2003. Devido a este fato, a CEMIG ficou exposta a uma penalidade adicional no montante de R\$298 em 31 de dezembro de 2009 (R\$286 em 31 de dezembro de 2008). Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas, já que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados e considera sua expectativa de perda nesta ação como remota.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(II) ITCMD – Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação

O Estado de Minas Gerais processou a Companhia pelo não pagamento do Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação – ITCMD no montante de R\$198, em 31 de dezembro de 2009 (R\$141 em dezembro de 2008). Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa e a expectativa de perda nesta ação é considerada como remota.

(III) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R\$1.157 em 31 de dezembro de 2009 (R\$1.033 em 31 de dezembro de 2008), ao Governo Federal, em decorrência de um alegado erro no cálculo dos créditos da CRC – Conta de Resultados a Compensar, que foram previamente utilizados para reduzir as quantias devidas ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL emitiu uma decisão administrativa final contra a CEMIG. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional emitiu ofício de cobrança para ser pago até 30 de janeiro de 2004. A Companhia não efetuou o pagamento por acreditar ter argumentos de mérito para defesa judicial e a expectativa de perda nessa ação é possível, mas não provável.

Em 14 de novembro de 2003, o Tribunal de Contas da União iniciou um procedimento administrativo contra a ANEEL para avaliar os critérios adotados pela Agência no Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, ou PERCEE. O Tribunal de Contas solicitou a CEMIG que providenciasse certas informações com relação a suas tarifas, o que, de acordo com o Tribunal de Contas da União, foram aprovadas incorretamente pela ANEEL. Adicionalmente, o Tribunal de Contas da União contestou o índice e o Fator X utilizados pela ANEEL na revisão tarifária de 2003. A CEMIG impetrou um processo administrativo antes que o Tribunal de Contas da União contestasse a decisão.

A potencial perda nessas ações do Tribunal de Contas é de R\$85. A Companhia não registrou nenhuma provisão referente a esta provisão e considera a expectativa de perda como possível, mas não provável.

(IV) Obrigações Previdenciárias e Fiscais – Indenização do Anuênio e Participação nos Resultados

A CEMIG e suas controladas Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição pagaram uma indenização aos empregados no exercício de 2006, no montante de R\$178, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia e suas controladas não efetuaram os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerarem que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa em função de uma interpretação divergente da Receita Federal, a Companhia e suas controladas decidiram impetrar mandatos de segurança que permitiram o depósito judicial no valor das potenciais obrigações sobre esta verba, no montante de R\$167 em 31 de dezembro de 2009 (R\$155 em dezembro de 2008), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios, no ativo não circulante. Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a Companhia e suas controladas consideram o risco de perda nesta ação como possível, mas não provável.

Em setembro de 2006 a CEMIG foi notificada pelo INSS em função do não recolhimento da contribuição previdenciária sobre os valores pagos a título de participação nos resultados no período de 2000 a 2004, que representa o montante de R\$122 em 31 de dezembro de 2009 (R\$112 em 31 de dezembro de 2008). A Companhia recorreu na esfera administrativa contra a decisão. Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a CEMIG acredita ter argumentos de mérito para defesa, sendo que a expectativa de perda nesta ação é considerada possível, mas não provável.

(V) ICMS

Desde 2002 a Companhia recebe uma subvenção da Eletrobrás em função do desconto nas tarifas dos consumidores de baixa renda. A Companhia foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Estado de Minas Gerais, por considerar que a subvenção recebida deve ser incluída na base de cálculo do ICMS, no montante de R\$143 em 31 de dezembro de 2009 (R\$130 em dezembro de 2008). Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita não ser uma obrigação legal e ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda. A expectativa de perda nesta ação é considerada como possível, mas não provável.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A CEMIG foi autuada, como coobrigada, em operações de venda de excedente de energia elétrica efetuadas por consumidores industriais no período de racionamento de energia elétrica, onde foi exigido pela Secretaria da Fazenda do Estado de Minas Gerais o recolhimento de ICMS sobre tais transações, no montante de R\$49 em 31 de dezembro de 2009 (R\$18 em dezembro de 2008). Caso a Companhia venha a ter que recolher o ICMS incidente sobre essas transações, poderá requerer o ressarcimento junto aos consumidores para recuperar o valor do tributo mais a eventual multa. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível, mas não provável.

(VI) Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN

A Companhia está envolvida em litígio com a Prefeitura de Belo Horizonte relativo aos critérios de incidência do ISSQN sobre os serviços executados pela Empresa. O valor envolvido na ação é de R\$42 em 31 de dezembro de 2009 (R\$33 em dezembro de 2008). Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a CEMIG acredita ter argumentos de mérito para defesa, sendo que a expectativa de perda nesta ação é considerada possível, mas não provável.

(VII) Contingência regulatória – CCEE

A AES Sul Distribuidora questiona judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no mercado atacadista de energia durante o período do racionamento e obteve decisão judicial liminar favorável em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atenda ao pleito da Distribuidora e proceda, junto à CCEE, a recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288/2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE a partir de novembro de 2008 e implicaria em um desembolso adicional para a CEMIG, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, junto à CCEE, no valor aproximado de R\$95 em 31 de dezembro de 2009 (R\$76 em dezembro de 2008). A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE. Em razão do exposto, nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda, sendo que a expectativa de perda é considerada como possível, mas não provável.

(VIII) Reclamações Cíveis - Consumidores:

Diversos consumidores e o Ministério Público do Estado de Minas Gerais impetraram ações cíveis contra a CEMIG contestando reajustes tarifários aplicados em exercícios anteriores, incluindo: os subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda, a recomposição tarifária extraordinária e o índice inflacionário utilizado para aumentar a tarifa de energia elétrica em abril de 2003 e solicitando o reembolso em dobro dos montantes considerados cobrados erroneamente pela Companhia, assim como, a revisão da metodologia para o cálculo do fator "X". O montante envolvido nessas ações é de R\$1.910. A Companhia acredita que a probabilidade de perda nessa matéria é remota.

A Companhia é ré em processos questionando os critérios de medição dos valores a serem cobrados referente a contribuição de iluminação pública, no valor total de R\$909 em 31 de dezembro de 2009 (R\$526 em dezembro de 2008). A Companhia acredita que a expectativa de perda nessas ações é considerada possível, mas não provável.

Através de ação popular que questiona o Termo de Ajustamento de Conduta celebrado entre a CEMIG e o Ministério Público, é requerida a devolução aos cofres públicos dos valores pagos aos prestadores de serviços da Companhia que executaram o Programa Luz para Todos. O valor envolvido na ação é de R\$1.654 em 31 de dezembro de 2009 (R\$1.441 em 31 de dezembro de 2008). A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível, mas não provável.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(IX) ICMS – Crédito Tributário

A Companhia foi notificada pela Secretaria de Estado da Fazenda de Minas Gerais pelo aproveitamento indevido de crédito de ICMS, referente a aquisição de bens do ativo permanente, nos meses de janeiro, março, abril, maio e julho a novembro de 2004. Foi efetuada a impugnação administrativa nos prazos legais e a perda é considerada possível pelos advogados da Companhia. O valor atualizado da matéria é de R\$55, em 31 de dezembro de 2009.

(g) Questões ambientais

A CEMIG possui alguns processos relacionado a questões ambientais. Alguns detalhes relacionados a essas matérias são como segue:

Determinada associação do meio ambiente requereu, através de ação civil pública, indenização por suposto dano ambiental coletivo em função da construção e operação da usina de Nova Ponte. O valor envolvido na ação é de R\$1.081 em 31 de dezembro de 2009 (R\$941 em dezembro de 2008). A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para estas ações. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível, mas não provável.

18. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social:

	Exercícios findos em 31 de dezembro (milhares de ações)		
	2009	2008	2007
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo	349.222.649	349.170.804	342.246.847
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo	271.154.243	271.154.243	265.778.129
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo	(207.384)	(207.384)	(207.384)
Total	620.169.508	620.117.663	607.817.592

Em 31 de dezembro de 2009, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 2% das suas ações preferenciais, representando 23% do capital total. Os proprietários das ações preferenciais não têm direito a voto nas assembleias de acionistas, mas têm prioridade no reembolso de capital em caso de dissolução da Companhia e direito a um dividendo mínimo anual como descrito na nota 18 (d.1).

Foi aprovado na Assembleia Geral de Acionistas ocorrida em 29 de abril de 2008 um aumento do Capital Social através da utilização das Reservas de Lucros de forma a atender ao estabelecido no artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas, que limita o saldo dessas Reservas ao valor do Capital da Companhia. Dessa forma, foi aprovado o aumento do Capital Social da CEMIG de R\$2.432 para R\$2.481 com emissão de 9.840.057 novas ações, para os atuais acionistas na proporção de suas participações, mediante a capitalização de R\$49 do saldo Reserva de Capital de Doações e Subvenções para Investimentos, distribuindo-se aos acionistas, em consequência, uma bonificação de 2,02% em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R\$5,00.

Em 29 de abril, 2009, a Assembleia Geral aprovou o aumento de capital através da utilização da Reserva de Lucros, de forma a atender ao estabelecido no artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas, que limita o saldo das reservas ao valor do Capital Social da Companhia. Dessa forma, o capital registrado da CEMIG, de acordo com a Legislação Societária Brasileira, aumentou de R\$2.481 para R\$3.102 com emissão de 124.075.378 novas ações, para os atuais acionistas na proporção de suas participações, mediante a capitalização de R\$606 do saldo de Reserva de Retenção de Lucros e R\$15 do saldo da Reserva de Capital, distribuindo-se, como consequência, uma bonificação de 25% aos acionistas, em ações novas, da mesma espécie das antigas, e com valor nominal de R\$5,00.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(b) Capital adicional integralizado:

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

(c) Destinação dos lucros acumulados:

As reservas incluídas no Patrimônio Líquido são como segue:

Reserva de incentivos fiscais - esta reserva resulta da opção de designar uma parcela do imposto de renda a pagar para investimentos em projetos aprovados pelo governo e é registrada no exercício seguinte ao que a renda tributável é auferida. Nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, o montante destinado aos investimentos é registrado como um ativo e creditado diretamente nessa reserva. O saldo tem uso restrito para aumento de capital. De acordo com os U.S. GAAP, o benefício de investimento fiscal foi originalmente creditado no resultado e posteriormente transferido da reserva de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de contas de resultado a compensar - esta reserva representa o montante acumulado da Reserva de contas de resultados a compensar registrado de acordo com a sistemática de determinação tarifária em vigor até março de 1993.

Reserva legal - esta reserva é obrigatória para todas as companhias brasileiras e representa a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício até o limite de 20% do capital social. A apropriação não é requerida no exercício fiscal em que a reserva legal somada às outras reservas de capital estabelecidas excedam a 30% do capital social, que foi o caso de 2009. Entretanto, a Companhia optou por destinar 5,00% do lucro líquido de 2009, no montante de R\$93, para referida reserva.

(d) Lucros acumulados não apropriados:

Esse saldo representa os lucros acumulados determinados em conformidade ao U.S. GAAP depois de: (i) alocação do montante da reserva legal (quando requerido) como descrito na nota 18 (c); (ii) alocação ou transferência/recebimento de outras reservas; e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio a título de dividendos como descrito na nota 18 (d.1).

(d.1) Dividendos e juros sobre capital próprio a título de dividendos:

Do lucro líquido do exercício, 50,00%, são utilizados para distribuição como dividendo obrigatório aos acionistas da Companhia. Adicionalmente a Companhia distribui dividendos extraordinários, dentro do limite de caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, sujeito às diretrizes do Plano Diretor da Companhia. Os dividendos declarados são pagos em duas parcelas iguais, sendo a primeira em 30 de junho e a segunda em 30 de dezembro do ano subsequente ao lucro gerado.

Cada ação preferencial tem direito a um dividendo anual que corresponda ao maior valor entre 10% do capital social das ações preferenciais, ou 3% da participação da participação das ações preferenciais no patrimônio líquido, com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas ações preferenciais têm prioridade na alocação dos dividendos do período.

Após o pagamento dos dividendos preferenciais, o valor remanescente dos dividendos mínimos obrigatórios, caso exista, é alocado primeiramente para pagamento do dividendo anual para os proprietários das ações ordinárias em um montante limitado ao dividendo anual garantido para as ações preferenciais. Se ainda existe um saldo remanescente de dividendos obrigatórios após o pagamento dos dividendos ordinários, os recursos remanescentes serão distribuídos proporcionalmente entre todas as ações preferenciais e ordinárias.

A Companhia também pode pagar dividendos intermediários para os acionistas das ações preferenciais e ordinárias. Quaisquer dividendos intermediários pagos serão utilizados no cálculo dos dividendos a serem pagos para cada exercício fiscal em que o dividendo intermediário foi declarado. Conforme a legislação brasileira, o Conselho de Administração da CEMIG pode recomendar, sob certas condições, o não pagamento de dividendos obrigatórios para qualquer exercício.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O Governo do Estado garante que o montante de dividendos a ser recebido por certos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, para qualquer exercício fiscal, corresponda ao mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais e ordinárias. Desta forma, mesmo que o lucro líquido, com base nas demonstrações financeiras da Companhia elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, seja negativo para qualquer exercício fiscal, alguns acionistas da CEMIG receberão um dividendo de 6%. Esta garantia aplica-se apenas para os acionistas privados das ações e não para acionistas públicos ou governamentais.

Conforme a legislação brasileira, se a Companhia não distribui os dividendos mínimos preferenciais por três exercícios consecutivos, as ações preferenciais passam a ter direito a voto.

A partir de 26 de dezembro de 1995, a legislação brasileira permitiu a dedutibilidade, para fins de apuração dos impostos de renda, dos juros sobre capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo exercício em que os juros sobre capital próprio são calculados.

Em 2009, 2008 e 2007, os dividendos mínimos requeridos têm sido pagos e a distribuição de dividendos tem sido feita em bases eqüitativas para todas as ações ordinárias e preferenciais.

A Companhia declarou os dividendos e juros sobre o capital para os dividendos como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Dividendos Regulares	931	943	867
Dividendos Extraordinários	-	-	497
	----	----	----
Total	931	943	1.364
	====	====	====

A Companhia reverte os dividendos não reclamados pelos acionistas dentro de um prazo de três anos da data em que foram distribuídos de acordo com a legislação societária brasileira e seu Estatuto Social. O total de dividendos não reclamados não é relevante.

(e) Lucro por ação – Uma vez que cada classe de ações participa igualmente nos lucros dos exercícios apresentados, o lucro por ação é obtido por meio da divisão do lucro líquido pelo número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício. De acordo com a prática utilizada pela maioria das companhias brasileiras, a CEMIG divulga seu lucro por milhares de ações, já que este é o número mínimo para negociação na Bolsa de Valores de São Paulo (“BOVESPA”).

Conforme mencionado na nota 3, a Companhia tem a obrigação de emitir ações do capital social relacionadas com os pagamentos recebidos segundo o contrato de Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais. A emissão deste capital social relacionado a dividendos ocorrerá por meio da transferência do valor em reserva de lucros para capital social, não ocorrendo nenhum efeito nas participações.

Esses valores estão sendo pagos com dividendos devidos ao Governo do Estado de Minas Gerais. As ações emitidas devido a esta obrigação são consideradas dedutíveis para o cálculo do lucro por ação apenas quanto todas as condições para emissão são atendidas. A Companhia acredita que na data de encerramento, que todas as condições para emissão de ações do capital social relacionadas com os pagamentos recebidos do Governo do Estado de Minas Gerais não foram atendidas (i) a emissão destas ações ainda é assunto a ser aprovado na Assembléia extraordinária conforme legislação societária Brasileira e estatuto da Companhia e (ii) CEMIG talvez use o valor contabilizado em reserva de redução tarifária para outro propósito, o qual a desobrigaria de emitir essas ações de capital social derivadas de dividendos. Entretanto, a Companhia não incluiu essas ações no cálculo do lucro por ação de acordo com FASB ASC parágrafo 260-10-45-13

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Em 31 de dezembro de 2009 e 2008, a Companhia tinha uma obrigação de emitir ações em conformidade com os dividendos destinados a compensar os mencionados recebíveis. As informações sobre as ações, apresentadas a seguir, foram reformuladas retroativamente para demonstrar o grupamento de ações:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação	271.154.243	271.154.243
Quantidade média ponderada de ações preferenciadas em circulação	349.015.265	348.963.420
	-----	-----
	620.169.508	620.117.663
Efeito da diluição nas ações a serem emitidas em conexão com o Contas a Receber do Governo do Estado	2.695.950	3.480.558
	-----	-----
Ações diluídas em circulação – média ponderada	622.865.458	623.598.221
	=====	=====

19. FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA

(a) A composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de					
	GWh (não auditado)			R\$		
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Residencial	7.774	7.164	6.813	4.014	3.389	3.529
Industrial	22.113	26.198	24.183	3.558	3.801	3.216
Comercial	4.674	4.423	4.111	1.998	1.898	1.865
Rural	2.208	2.296	2.200	559	554	591
Poder Público	1.776	1.737	1.678	563	553	562
Serviço Público	1.071	1.073	1.060	306	294	297
Consumo próprio	35	35	34	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	(4)	8	131
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	39.651	42.926	40.079	10.994	10.497	10.191
Energia vendida no sistema interligado						
Suprimento	14.039	11.162	12.755	1.545	922	1.108
Transações com energia no CCEE/MAE	-	-	-	137	147	26
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total	53.690	54.088	52.834	12.676	11.566	11.325
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

	Número de consumidores (não auditado)		
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Residencial	5.601.926	5.400.214	5.188.604
Industrial	75.180	74.482	73.606
Comercial	596.289	578.021	560.910
Rural	490.140	482.952	554.286
Poder Público	59.694	57.165	54.199
Serviço Público	8.474	8.543	7.799
Consumo próprio	824	829	829
	-----	-----	-----
	6.832.527	6.602.206	6.440.233
Suprimento	53	46	47
	-----	-----	-----
Total	6.832.580	6.602.252	6.400.280
	=====	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Reajuste Tarifário

O impacto do reajuste tarifário nas contas dos consumidores da Cemig Distribuição SA foi um aumento médio de 6,21% a partir de 08 de abril de 2009. Em 2008, já foi reconhecida como receita um montante de R\$93 em decorrência desse reajuste tarifário. O ajuste foi aplicado em diferentes percentuais por categoria de consumo com o propósito de eliminar, gradualmente, conforme nota técnica da ANEEL, os subsídios cruzados existentes entre grupos de consumidores. Como exemplo, os consumidores residenciais tiveram aumento de 4,87% em suas contas de energia, enquanto os consumidores de alta tensão tiveram um aumento de 9,42%. O aumento da tarifa não representou um aumento das receitas operacionais da CEMIG no mesmo percentual, porque parte dela é utilizada para a liquidação ativos regulatórios.

Consumidores de Baixa Renda

O Governo Federal, através de Centrais Elétricas Brasileiras – “ELETROBRAS” está ressarcindo as distribuidoras por perdas de faturamento incorridas em 2002 derivadas de novos critérios de classificação estabelecidos para consumidores de baixa renda devido a tarifa mais baixa aplicada em suas contas de energia elétrica.

A ANEEL está revisando os procedimentos de apuração pela Companhia da receita referente a subvenção aos consumidores de baixa renda. Em função dessa revisão, os valores registrados em 2007 apurados de forma estimada, do período de fevereiro a novembro de 2007 no montante de R\$119 foi totalmente recebido em fevereiro de 2009.

A ANEEL incluiu na revisão tarifária de abril de 2008 os valores a serem reembolsados a Companhia pela subvenção aos consumidores de baixa renda a partir dessa data.

(b) A composição de outras receitas operacionais é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Serviço de telecomunicação e TV a cabo	115	95	76
Serviços prestados	84	82	61
Aluguel e arrendamento	60	49	39
Serviços taxados	16	14	13
Outras	2	1	47
	-----	-----	-----
	277	241	236
	=====	=====	=====

(c) Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre as receitas:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
ICMS	2.440	2.521	2.493
COFINS	1.149	1.080	1.088
PIS-PASEP	260	241	254
Outros	3	2	1
	-----	-----	-----
	3.852	3.844	3.836
	=====	=====	=====

(d) A Composição da Receita de Uso da Rede é como se segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição	1.121	1.266	1.173
Receita de uso da Rede Básica	627	472	437
Receita de uso do Sistema de Conexão	132	127	95
Revisão Tarifária da Rede Básica de Transmissão	119	-	-
	-----	-----	-----
	1.999	1.865	1.705
	=====	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Alguns dos custos operacionais e despesas consistem do que se segue:

(a) Compra de Eletricidade para revenda:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Itaipu Binacional	865	776	1.000
Contratos iniciais	-	-	12
Contratos bilaterais	381	233	149
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia	156	123	65
Fornecedores através do CCEE/MAE	252	234	100
Encargos de uso do sistema	55	51	20
Energia de Leilão	1.105	706	780
Parcela A e Outros (ver nota 4)	247	144	21
	-----	-----	-----
	3.061	2.267	2.147
	=====	=====	=====

(b) Pessoal:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Salários e encargos sociais	1.007	990	946
Benefícios	128	125	117
	-----	-----	-----
	1.135	1.115	1.063
Custos com pessoal transferido para obras em andamento	(151)	(161)	(179)
	-----	-----	-----
	984	954	884
Programa Prêmio de Desligamento – PPD	-	50	-
Programa de Desligamento Voluntário – PDV	206	-	-
	-----	-----	-----
	1.190	1.004	884
	=====	=====	=====

Programa Prêmio de Desligamento – PPD

Em 11 de março de 2008, foi aprovado pela Diretoria Executiva o Programa Prêmio Desligamento – PPD, de caráter permanente e aplicável sobre as rescisões dos contratos de trabalho, de forma livre e espontânea, a partir daquela data. Dentre os principais incentivos financeiros do Programa, estão os pagamentos de 3 remunerações brutas e 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios e o pagamento de até 24 meses de contribuições para o Fundo de Pensão e INSS após o desligamento, em conformidade a determinados critérios estabelecidos no regulamento do PPD.

Desde que este programa começou, em março de 2008, 679 funcionários aderiram, sendo 143 empregados da Cemig Geração e Transmissão, 523 da Cemig Distribuição e 13 da holding Cemig, sendo reconhecida uma despesa referente aos incentivos financeiros no valor de R\$50, integralmente reconhecida em 2008.

Programa de Desligamento Voluntário - PDV

A CEMIG implementou, em abril de 2009, um Programa de Desligamento Voluntário - PDV, de caráter transitório, com a adesão dos empregados no período de 22 de abril a 05 de junho de 2009.

O incentivo financeiro para os empregados que fizeram a adesão ao PDV corresponde a uma indenização que varia de 4 a 16 vezes o valor da remuneração mensal do empregado, conforme critérios específicos estabelecidos no regulamento do Programa, dentre os quais o principal é o tempo de contribuição faltante para aposentadoria integral do INSS. Constam ainda dentre os incentivos financeiros o pagamento da contribuição para o fundo de pensão e INSS até a data em que o empregado atenda aos requisitos para requerer

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

aposentadoria junto ao INSS (limitado a 5 anos) e depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios.

Adicionalmente, a CEMIG garante o pagamento integral dos custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período de 6 e 12 meses, respectivamente, a partir da data do desligamento dos empregados.

Este Programa contou com a adesão de 1.043 empregados da Companhia, sendo reconhecida uma despesa referente aos incentivos financeiros no valor de R\$206 no resultado de 2009.

A contabilização referente aos programas de desligamento voluntariado está em conformidade com o SFAS N^o 146 "Contabilização para Custos Associados com Saída ou Eliminação de Resíduos" (incluído no ASC Subtópico 420-10).

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Programa de desligamento de empregados no início do ano	-	-	-
Despesa reconhecida	206	50	-
Valor pago	(69)	(50)	-
	-----	-----	-----
Valor a pagar no final do ano	137	-	-
	=====	=====	=====

(c) Encargos regulatórios:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Quota para a conta de consumo de combustível	410	364	330
Quota para a reserva global de reversão	165	160	126
Conta desenvolvimento energético	372	328	337
Taxa de inspeção da ANEEL	41	41	37
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	154	131	137
	-----	-----	-----
	1.142	1.024	967
	=====	=====	=====

(d) Serviços de Terceiros

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Agentes Arrecadores/Leitura de Medidores/Entrega de Contas	119	107	101
Comunicação	69	61	64
Manutenção e Conservação de Instalações e Equipamentos Elétricos	134	113	101
Conservação e Limpeza de Prédios	43	37	35
Mão de Obra Contratada	48	35	19
Frete e Passagens	12	11	8
Hospedagem e Alimentação	19	19	17
Vigilância	16	15	14
Consultoria	30	19	13
Manutenção/Conservação de Móveis Utensílios	37	28	26
Manutenção e Conservação de Veículos	23	22	19
Corte e Religação	27	22	26
Outros	152	116	107
	-----	-----	-----
	729	605	550
	=====	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(e) Outros:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	59	57	93
Venda de ativo fixo, líquido	45	30	40
Provisão (Reversão) para Contingências-			
Trabalhistas	-	4	43
Cíveis – Consumidores	(33)	19	28
Processos administrativos da ANEEL	17	7	43
Cíveis – Outros	182	59	(6)
Outros	(20)	10	10
Arrendamentos e Aluguéis	42	39	34
Subvenções e Doações	39	43	41
Consumo próprio de Energia Elétrica	15	15	17
Propaganda e Publicidade	26	31	26
Contribuição ao CCEE/MAE	2	4	3
Impostos e taxas (IPTU, IPVA e outros)	46	42	39
Outras despesas	66	50	61
	----	----	----
	486	410	472
	===	===	===

21. PARTICIPAÇÃO DOS EMPREGADOS NO RESULTADO

A Companhia e suas controladas Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão utilizaram como critério geral para pagamento da participação dos empregados nos resultados dos exercícios de 2009 e 2008 um percentual de 3% do resultado operacional, ajustado por alguns itens definidos pela ANEEL na Prestação Anual de Contas – PAC, a serem pagas até o mês de maio de 2010. Adicionalmente, no dissídio coletivo em novembro de 2009 e 2008 foi acordado com os sindicatos o pagamento de participação extraordinária a cada empregado.

Juntamente com o acordo de 2009/2008 foi celebrado o acordo 2010/2009 com as seguintes definições:

- Vinculado a cumprimento de metas, a Companhia distribuirá um percentual de 6% do resultado operacional, a ser pago até maio de 2011.
- Melhor opção para o empregado entre 0,7 remuneração ou R\$5.000,00, a ser paga até março de 2010.

Em conformidade com os referidos acordos, a participação no resultado dos exercícios de 2009, 2008 e 2007, incluindo a contribuição para o plano de pensão incidente sobre os valores da participação, correspondeu a R\$233, R\$362 e R\$455, respectivamente.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

22. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Receitas financeiras			
Juros incidentes sobre as contas a receber do Governo do Estado, líquido de provisão	149	154	159
Renda de aplicação financeira	235	256	177
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica, registrado pelo regime de caixa	151	145	112
Variações Cambiais	123	13	118
Variação monetária dos ativos regulatórios diferidos	76	215	520
Ganhos com Instrumentos Financeiros	4	45	4
Impostos incidente sobre as Receitas Financeiras	(40)	(45)	(65)
Compensação Financeira – RME	-	83	-
Outras	106	156	150
	-----	-----	-----
	804	1.022	1.175
	=====	=====	=====
Despesas Financeiras			
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(618)	(624)	(644)
Variação Monetária dos passivos regulatórios diferidos	-	(31)	(176)
Taxas financeiras - C.P.M.F.	-	(4)	(66)
Variações Cambiais	(28)	(126)	(12)
Variações monetárias	(15)	(85)	(47)
Perdas com Instrumentos Financeiros	(89)	-	(171)
Outras	(163)	(135)	(107)
	-----	-----	-----
	(913)	(1.005)	(1.223)
	=====	=====	=====
Resultado Financeiro Líquido	(109)	17	(48)
	=====	=====	=====

As receitas e despesas com variação cambial são relacionadas à variação do real em relação ao dólar norte-americano.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

23. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

Controladora e Consolidado								
Companhias	ASSETS		LIABILITIES		REVENUES		EXPENSES	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Cemig Distribuição S.A.								
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	202	682	-	-	-	-	-	-
Outros	22	12	10	10	-	-	-	-
Cemig Geração e Transmissão S.A.								
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	917	518	-	-	-	-	-	-
Outros	6	-	-	-	-	-	-	-
Governo do Estado de Minas Gerais								
Consumidores e Revendedores (1)	2	2	-	-	81	70	-	-
-Tributos Compensáveis – ICMS – Circulante (2)	197	159	288	277	(2.440)	(2.521)	-	-
Contas a Receber do Governo do Estado – CRC (3)	1.824	1.801	-	-	-	-	-	-
Tributos Compensáveis – ICMS – Não Circulante (2)	57	79	-	-	-	-	-	-
Consumidores e Revendedores (4)	61	17	-	-	-	-	-	-
Debentures (5)	-	-	37	33	-	-	-	-
Fundo de Direitos Creditórios – FIDC (6)	-	-	951	990	-	-	-	-
Financiamentos – BDMG (7)	-	-	10	19	-	-	-	-
Forluz								
-Obrigações Pós-Emprego – Circulante (8)	-	-	82	75	-	-	(176)	(277)
Obrigações Pós-Emprego – Não Circulante (8)	-	-	1.308	1.765	-	-	-	-
Outros	-	-	34	73	-	-	-	-
Pessoal (9)	-	-	-	-	-	-	(44)	(49)
Custeio Administrativo (10)	-	-	-	-	-	-	(15)	(16)

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

- (1) Refere-se a venda de energia ao Governo do Estado de Minas Gerais, sendo que as operações foram realizadas em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com partes independentes, considerando que o preço da energia é aquele definido pela ANEEL através de resolução referente ao reajuste tarifário anual da Companhia.
- (2) As operações com ICMS registradas nas Demonstrações Contábeis referem-se as operações de venda de energia e são realizadas em conformidade a legislação específica do Estado de Minas Gerais.
- (3) Aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos Creditórios em quotas seniores e subordinadas. Vide informações Nota Explicativa nº 3;
- (4) Parcela substancial do valor refere-se a renegociação de débito originário de venda de energia para a Copasa, com previsão de pagamento até setembro de 2012 e atualização financeira pelo IGPM + 0,5% a.m.;
- (5) Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R\$120.000 mil, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M, para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão. O montante de 31 de dezembro de 2009 foi ajustado a valor presente, conforme nota explicativa nº 14;
- (6) Quotas seniores de propriedade de terceiros, no valor de R\$900.000, amortizadas em 20 parcelas semestrais, desde junho de 2006, com atualização pela variação do CDI acrescidos de 1,7% de juros ao ano. Vide informações Nota Explicativa nº 3;

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- (7) Financiamentos das controladas Transudeste e Transirapé com vencimento em 2019 (taxa TJLP + 4,5% a.a. e UMBNDES 4,54% a.a.) e da Transleste em 2017 e 2025 (taxa 5% a.a. e 10% a.a.);
- (8) Parte dos contratos da FORLUZ são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE e parte reajustados com base no Índice de Reajuste Salarial dos empregados da CEMIG, Cemig GT e Cemig D, excluindo produtividade, acrescidos de 6% ao ano, com amortização até 2024. Vide informações Nota Explicativa nº 16;
- (9) Contribuições da CEMIG para o Fundo de Pensão referentes aos empregados participantes do Plano Misto (vide nota explicativa nº 16) e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- (10) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia.

24. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através do monitoramento periódico de saldos, diversificação e estabelecimento de limites de crédito. Os instrumentos financeiros, aos quais a CEMIG está sujeita a concentração de risco de crédito, são as disponibilidades e as aplicações financeiras para 2009 e 2008. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com disponibilidades e aplicações financeiras através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha e geralmente em aplicações de curto prazo.

(a) Disponibilidades e aplicações financeiras:

Em 31 de dezembro de 2009 e 2008, as disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito estão registradas pelo custo acrescidos de rendimentos auferidos e se aproximam ao valor justo, considerando a realização de curto prazo desses itens.

(b) Financiamentos e outros instrumentos financeiros:

Com base nas taxas de juros à disposição da CEMIG para captação de recursos com instituições financeiras com prazo e condições similares, o valor justo dos financiamentos de longo prazo em 31 de dezembro de 2009 e 2008 é de R\$9.277 e R\$6.440, respectivamente, comparados com o valor contábil de R\$9.277 e R\$6.511, respectivamente.

(c) Instrumentos financeiros derivativos:

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos com o propósito de proteger as operações da Companhia contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos. Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia mantinha instrumentos financeiros derivativos "swap" junto a instituições financeiras, para fazer face à potencial perda resultante da desvalorização do real frente ao dólar Norte-Americano no montante equivalente a US\$81 milhões (US\$91 milhões em 2008). O valor líquido realizado e as perdas não realizadas com as operações de 2009 são de R\$85 (R\$28 em 2008 e R\$167 em 2007), reconhecidos nas despesas financeiras.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

O quadro abaixo resume os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia e as perdas não realizadas registradas desses instrumentos em 31 de dezembro de 2009 e 2008:

			31 de Dezembro de 2009	
			Ganho (Perda) não realizado	
Direito da CEMIG	Obrigação da CEMIG	Período de Vencimento	Valor Principal contratado-milhares	Valor Justo
US\$ Variação cambial + taxa (5,58% a.a. 7,48% a.a.)	R\$ 100% do CDI + taxa de 1,50% a.a. a 3,01% a.a.	De 04/2009 até 06/2013	US\$38	(78)
R\$ 106% do CDI	R\$ ou US\$ 48% do CDI ou variação cambial (o que for maior)	Em 04/2010	R\$75	- ----- (78) =====

			31 de dezembro de 2009	
			Ganho (Perda) não realizado	
Direito da CEMIG	Obrigação da CEMIG	Período de Vencimento	Valor Principal contratado-milhares	Direito da CEMIG
¥ (Yen Japonês) Variação cambial + taxa (3,90% a.a.)	R\$ atrelado a variação do CDI (111,00% CDI)	Em 12/2009	¥3.879	3
US\$ Variação cambial + taxa (5,58% a.a. 7,48% a.a.)	R\$ 100% do CDI + taxa de 1.50% a.a. a 3.01% a.a.	De 04/2009 até 06/2013	US\$59	(97)
R\$ 106% do CDI	R\$ ou US\$ 48% do CDI ou variação cambial (o que for maior)	Em 04/2010	R\$75	- ----- (94) =====

Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia contabilizou o montante de R\$78 como outros passivos circulantes, representando o valor justo desses instrumentos financeiros na respectiva data do balanço.

(d) Outros instrumentos financeiros:

Os valores contabilizados dos outros instrumentos financeiros da CEMIG, em reais, se aproximam do valor justo em cada data, refletindo o vencimento de curto prazo ou a constante repactuação em 31 de dezembro de 2009 e 2008 destes instrumentos.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

25. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

Em 1º de janeiro de 2008, a Companhia adotou o ASC Topic 820 (SFAS 157, "Fair Value Measurements"), o que aumentou as divulgações relacionadas a ativos e passivos mensurados pelo justo valor em uma base recorrente.

O ASC Topic 820 define valor justo, estabelece um parâmetro para sua apuração e amplia a divulgação para cada categoria ativo e passivo mensurado à valor justo. ASC Topic 820 esclarece que valor justo é o preço que seria recebido ao vender um ativo ou pago para transferir uma obrigação em uma transação ordenada entre os participantes no mercado à data de mensuração.

Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três grandes níveis, como segue:

- Nível 1. Preços cotados em mercados ativos idênticos para ativos ou passivos;
- Nível 2. Mensuração, com exceção dos preços cotados em mercados ativos, que são observáveis direta ou indiretamente, e
- Nível 3. Mensuração na qual há pouco ou nenhum dado do mercado, que exige que a Companhia deve desenvolver sua própria metodologia de apuração.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

Descrição	Valor justo em 31 de dezembro de 2009			
	Saldo em 31 de dezembro, 2009	Mensuração em um mercado ativo para um ativo similar (Nível 1)	Mensuração através de dados similares (Nível 2)	Mensuração com metodologia própria (Nível 3)
Ativos				
Equivalente de caixa				
Certificados de Depósitos Bancários	3.631	-	3.631	-
Letras Financeiras do Tesouro (LFTs)	75	75	-	-
Depósitos Overnight	105	-	105	-
	-----	-----	-----	-----
	3.811	75	3.736	-
	===	===	===	===
Passivos				
Contratos de Swaps	78	-	78	-
	===	===	===	===

(a) Certificados de depósitos bancários e depósitos overnight:

A Companhia mensura o valor justo de seus certificados de depósitos bancários e depósitos overnight utilizando fluxo de caixa descontado. Este modelo adota uma indústria-modelo considerando várias premissas, incluindo o valor no tempo e o valor pela curva, bem como outras medidas econômicas relevantes. O ASC Topic 820 requer que a avaliação dos riscos dos derivativos devem ser avaliados pela Companhia. O risco não foi considerado na mensuração do valor justo, uma vez que, a Companhia possui uma gestão de risco.

(b) Contratos de Swaps:

Os derivados da Companhia são avaliados utilizando o modelo de fluxo de caixa descontado que utiliza como base os insumos de mercado, tais como o valor temporal, diante das taxas de juros, e os atuais preços do mercado e as taxas de câmbio em moeda estrangeira.

Ativos e Passivos não financeiros: O valor justo dos ativos de longo prazo é determinado pelo cálculo do valor presente dos fluxos de caixa esperados tomando como referência às operações de mercado. A Companhia não adotou a opção de valor justo para quaisquer ativos ou passivos financeiros.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

26. RESULTADO FINAL DA SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA DA CEMIG DISTRIBUIÇÃO

Em março de 2009, a ANEEL homologou o resultado definitivo da revisão tarifária da Cemig Distribuição, cujos efeitos ocorreram a partir de abril de 2008.

O resultado definitivo da segunda revisão tarifária da Companhia teve como resultado uma redução média de 19,62% em comparação a redução média aplicada de forma provisória em abril de 2008 no percentual de 18,09%.

Em função da homologação da revisão tarifária definitiva, a ANEEL recalculou os valores que, no seu julgamento, deveriam ter sido aqueles efetivamente reconhecidos no reajuste tarifário da Companhia a partir de abril de 2008. O efeito no resultado de 31 de dezembro de 2008 será no montante de R\$93.

Os efeitos no resultado são relacionados principalmente (i) à redução no valor da Empresa de Referência utilizada como base para ressarcimento dos custos gerenciáveis da Companhia e também uma revisão pela ANEEL (ii) o critério de cálculo do ressarcimento na tarifa dos ativos regulatórios financeiros, o que teve como consequência o desconto de valores, que na visão da Agência reguladora, foram incluídos a maior no reajuste tarifário da Companhia.

27. REVISÃO TARIFÁRIA DA CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

A primeira Revisão Tarifária da Cemig Geração e Transmissão foi aprovada pela ANEEL em 17 de junho de 2009. Nela, a ANEEL ajusta o percentual de reposicionamento da receita anual permitida da Companhia ("RAP") com um aumento de 5,35%, retroativo a 2005.

Além disso ANEEL estabeleceu um componente financeiro de R\$158 a ser pago para a empresa como o "Parcela A" ("PA") em 24 meses, retroativo ao período de 01 julho de 2005 a 30 de junho de 2009. A primeira parcela, de R\$86, foi incorporada ao ajuste referente ao ciclo 2009/2010, e a segunda parcela, de R\$72, será compensado no reajuste 2010/2011.

Assim que os montantes da "Parcela A" são recebidos através da tarifa, a empresa transfere o montante correspondente registrados no ativo para o resultado do exercício. Os valores reconhecidos da "Parcela A" é como segue:

Descrição	Composição Total da Parcela de Ajuste			Saldo em 31/12/2009
	Saldo em 31/12/2008	Adição	Amortização	
Sistema Interligado Nacional	-	129	(35)	94
Areas de Fronteira	-	14	(4)	10
DIT – Demais Instalações de Transmissão	-	15	-	15
	----	----	----	----
	-	158	(39)	119
	====	====	====	====
Circulante				83
Não Circulante				36

Conforme especificado no contrato de concessão da Cemig Geração e Transmissão, os cálculos da revisão foi feita com base no conjunto de ativos da Cemig Geração e Transmissão, e não apenas sobre os bens relacionados com novas instalações.

**O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO
DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A
ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.**

28. EXPOSIÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Como concessionária do setor elétrico brasileiro, a Companhia opera em um ambiente onde fatores como reestruturação societária, novas regulamentações emanadas dos órgãos governamentais e variações do mercado consumidor são considerados fatores de risco.

A Companhia iniciou, em janeiro de 2003 um Programa Corporativo de Gerenciamento de Riscos, tendo implementado o mesmo em 2004 em conformidade a sua reestruturação. O Programa Corporativo de Gerenciamento de Riscos visa: funcionar como um auxiliar na realização dos objetivos estabelecidos pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca de possíveis eventos que possam constituir um risco de perda de valor; estruturar a Companhia para que possa tomar medidas pró-ativas com relação a ambientes de risco; fornecer aos executivos da empresa uma metodologia e ferramentas para gerenciar o risco de maneira eficaz e fornecer a outras áreas de gerenciamento estratégico conceitos e fatores que reforcem a infra-estrutura de controle organizacional da Companhia.

Os principais riscos de mercado que afetam os negócios da CEMIG estão descritos a seguir:

(a) Risco de taxas de câmbio

A CEMIG e suas subsidiárias estão expostas ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente o dólar Norte-Americano em relação ao real, com impacto significativo na posição financeira, resultado das operações e fluxo de caixa. Com a finalidade de se proteger contra aumento das taxas de câmbio, a Companhia possui instrumentos derivativos ("swaps") com instituições financeiras no montante de R\$8, equivalente ao valor de face de US\$81. Esses instrumentos financeiros compensam a variação cambial do real com o dólar norte americano pelos juros baseados no CDI (vide nota 24 c). A exposição líquida à taxa de câmbio é como segue:

	31 de Dezembro de	
	2009	2008
Dólar Norte- Americano		
Empréstimos e Financiamentos	171	315
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	8	(63)
	-----	-----
	179	252
Yen		
Empréstimos e Financiamentos	-	100
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	-	(100)
	-----	-----
	-	-
Outras Moedas Estrangeiras		
Empréstimos e Financiamentos		
Euro	19	30
	-----	-----
	19	30
	-----	-----
Passivo Líquido Exposto	198	282
	=====	=====

Deve ser ressaltado que a exposição demonstrada acima às taxas de câmbio é mitigada pela Companhia também através dos contratos de venda de energia a consumidores livres, indexados ao dólar norte-americano. Estes contratos representam um faturamento anual de aproximadamente US\$120 milhões.

(b) Risco de taxa de juros

A CEMIG e algumas subsidiárias estão expostas ao risco de aumento da taxas de juros internacionais, impactando seus empréstimos e financiamentos em moeda estrangeiras com taxas de juros variáveis, principalmente a LIBOR, no montante de R\$36 (R\$91 em 31 de dezembro de 2008).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A CEMIG também está exposta em 2009 ao risco de aumento na taxa de juros para às suas obrigações indexadas ao Real, parcialmente compensado pelos ativos financeiros indexados ao Real, conforme segue:

Exposição da CEMIG às Taxas de juros nacionais	31 de Dezembro de	
	2009	2008
Ativos		
CRC	1.824	1.801
Aplicações Financeiras de curto prazo	3.811	1.798
Ativos Regulatórios	442	1.086
Instrumentos Derivativos	8	-
	-----	-----
	6.085	4.685
Passivos		
Empréstimo e Financiamentos (moeda nacional)	9.087	6.066
Instrumentos Derivativos	-	163
	-----	-----
	9.087	6.229
	-----	-----
Passivo/Ativo Líquido exposto ao risco das Taxas	(3.002)	(1.544)
	=====	=====

(c) Risco de crédito

O risco decorrente de perdas com créditos de liquidações duvidosa da CEMIG é considerado baixo. Parcela substancial do fornecimento de energia está pulverizada em um grande número de consumidores. Os procedimentos da CEMIG para redução da inadimplência compreendem a emissão de aviso de vencimento dos débitos, contatos telefônicos e negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso. Após esses esforços serem esgotadas, a CEMIG procede à suspensão do fornecimento.

d) Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas

A Companhia e algumas de suas subsidiárias possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas ("covenants") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. O não atendimento dessas cláusulas poderia implicar no vencimento antecipado das dívidas. Duas dessas cláusulas restritivas não foram cumpridas em 31 de dezembro de 2009 e, a Companhia obteve o consentimento formal (isenção) do credor que não vai exigir o vencimento antecipado da obrigação até 01 de janeiro de 2011.

e) Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessões para exploração comercial de geração, transmissão e distribuição de serviços com a expectativa da Administração, que a ANEEL e / ou o Ministério de Minas e Energia irá renová-las. Se as renovações das concessões não forem concedidas pelo órgão regulador ou se esses organismos renová-los com a necessidade de custos adicionais, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

29. ACORDO DE ACIONISTAS

Em 1997, o Governo do Estado de Minas Gerais realizou a venda de aproximadamente 33% das ações ordinárias da Companhia para um grupo de investidores, liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. ("Southern"). Como parte dessa operação, o Estado de Minas Gerais e a Southern assinaram um Acordo de Acionistas contendo, dentre outras disposições, o requerimento de quorum qualificado nas deliberações relacionadas a ações corporativas significativas, certas alterações no Estatuto Social da CEMIG, emissão de debêntures e títulos conversíveis, distribuição de dividendos que não sejam aquelas determinadas no Estatuto Social e alterações na estrutura societária.

Em setembro de 1999, o Governo do Estado de Minas Gerais ajuizou ação para anular o Acordo de Acionistas da Southern de 1997. Em 2003, o Superior Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais anulou o referido acordo de acionistas. A apelação da Southern está sob análise dos Tribunais Federais.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

30. CONCENTRAÇÕES

(a) Trabalho:

A maioria dos trabalhadores da CEMIG pertence ao SINDIELETRO (sindicato). A CEMIG e o SINDIELETRO negociam anualmente um acordo coletivo, que inclui aumentos salariais e participação no resultado, entre outras matérias. O acordo coletivo torna-se efetivo em novembro de cada exercício. O acordo coletivo de 2009 incluiu um reajuste salarial médio de 4,88% (7,26% em 2008).

(b) Renovação de contratos de concessão:

O Ministério das Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho técnico para analisar os critérios que serão aplicados nas renovações das concessões de geração, transmissão e distribuição com vencimento a partir de 2015. As sugestões serão encaminhadas ao Conselho Nacional de Política Energética e terão como objetivo, segundo declarações dos participantes desse grupo, a redução nas tarifas para os consumidores. A Companhia tem a expectativa de renovação das suas concessões, não tendo ainda como estimar o efeito em suas Demonstrações Contábeis decorrente dessa questão.

Sete de nossas usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 75% de nossa capacidade de geração instalada em 31 de dezembro de 2009.

GERAÇÃO	Capacidade Instalada (MW) (não auditado)	Data de Vencimento
São Simão	1.710	Janeiro de 2015
Emborcação	1.192	Julho de 2025
Nova Ponte	510	Julho de 2025
Jaguara	424	Agosto de 2013
Miranda	408	Dezembro de 2016
Três Marias	396	Julho de 2015
Volta Grande	380	Fevereiro de 2017
Irapé	360	Fevereiro de 2035
Aimorés	162	Dezembro de 2035
Salto Grande	102	Julho de 2015
Outros	734	Julho de 2015 a Agosto de 2036
Total da capacidade instalada	6.378	

DISTRIBUIÇÃO	Data de Vencimento
Região Norte	Fevereiro de 2016
Região Sul	Fevereiro de 2016
Região Leste	Fevereiro de 2016
Região Oeste	Fevereiro de 2016

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

31. SEGUROS

A CEMIG mantém apólices de seguro visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, como segue:

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada^(*)
Aeronaves Cemig Geração e Transmissão – 2009 a 2010	Casco	25/05/09 to 29/04/10	U\$4
Aeronaves Cemig Geração e Transmissão – 2009 a 2010	Responsabilidade civil	25/05/09 to 29/04/10	U\$10
Almoxarifados e instalações prediais – 2009 a 2010	Incêndio	08/11/09 to 08/11/10	731
Aeronaves Cemig Distribuição – 2009 a 2010	Casco	29/04/09 to 29/04/10	U\$6
Aeronaves Cemig Distribuição – 2009 a 2010	Responsabilidade civil	29/04/09 to 29/04/10	U\$14
Geradores, Turbina e Equipamentos – 2009 a 2010	Total	05/05/09 to 05/05/10	1,954 ^(**)

A Companhia, exceto para o ramo aeronáutico, não possui apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. A Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como: terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios. Adicionalmente, a Companhia não possui seguro para perdas relacionadas a interrupção do negócio causada por greves ou outro tipo de ação trabalhista.

A Companhia não tem experimentado perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

^(*) Não auditado

^(**) Limite máximo de indenização de R\$187

32. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A CEMIG possui obrigações contratuais e compromissos vigentes que incluem pagamento de dívidas registradas, obrigação de adquirir energia de Itaipu para revenda, obrigação de transferir e transportar energia de Itaipu além de compromissos de construção. A tabela abaixo contém informações sobre as nossas obrigações contratuais e compromissos em 31 de dezembro de 2009.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 em diante	Total
Dívidas de longo prazo (1)	3.913	1.119	1.273	1.109	908	424	531	9.277
Instrumentos Financeiros ("swaps")	51	11	11	5	-	-	-	78
Energia comprada de Itaipu para revenda (2)	899	842	863	897	925	722	18.761	23.909
Transporte de energia elétrica de Itaipu (2)	67	70	71	74	54	47	2.148	2.531
Dívida com Plano de Pensão Forluz	82	70	66	43	46	48	549	904
Programa "Luz para todos"	499	-	-	-	-	-	-	499
Investimentos Regulatórios	631	631	631	157	-	-	-	2.050
Aquisição de Energia Elétrica (3)	2.525	3.003	3.969	4.605	4.318	4.181	112.344	134.945
Total	8.667	5.746	6.884	6.890	6.251	5.422	134.333	174.193

- (1) No caso de não atendimento a certas cláusulas restritivas dos contratos de empréstimos e financiamentos, o valor do principal, juros futuros e multas devidos em função desses contratos tornam-se imediatamente vencidas. Esses montantes não incluem futuros pagamentos de juros da dívida ou pagamentos referente contratos de swap com troca de taxas. Nós esperamos pagar aproximadamente R\$590 referente encargos de dívida em 2010. Nós não acreditamos que projeções do pagamento de encargos de dívida e pagamentos de contratos de swap com troca de taxa seriam possíveis.
- (2) Contrato com Furnas, indexado em dólar norte-americano, para fornecer energia elétrica adquirida de Itaipu até maio de 2013. Os montantes são calculados com base na cotação do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2009.
- (3) Inclui compras em leilões e contratos bilaterais.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

33. INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

Os principais segmentos da Companhia são os de geração, transmissão e distribuição.

Os administradores da Companhia utilizam as informações preparadas em conformidade aos princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil para tomada de decisão. Conseqüentemente, a Companhia apresentou as informações por segmento em conformidade com os princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil e reconciliados para o USGAAP. As operações de todos os segmentos da Companhia são conduzidas substancialmente no estado de Minas Gerais, Brasil. Os segmentos informados são unidades estratégicas de negócios que oferecem diferentes produtos e serviços. Cada um dos segmentos possui um administrador responsável. Todas as operações entre os segmentos foram eliminadas. As informações financeiras de cada um dos segmentos da Companhia para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 (somente para o resultado do exercício) são como segue:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	BRGAAP		USGAAP	BRGAAP		USGAAP
	2009	Ajuste	2009	2008	Ajuste	2008
Ativos Identificáveis						
Energia Elétrica						
Distribuição	13.398	(162)	13.236	13.196	149	13.345
Geração e Transmissão	11.503	721	12.224	8.281	826	9.107
Outros	3.140	(39)	3.101	2.340	(11)	2.329
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total de ativos consolidado	28.041	520	28.561	23.817	964	24.781
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

A Companhia alocou os valores a receber do Governo do Estado no segmento de distribuição.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

2009	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	3.807 =====	7.318 =====	(114) =====	11.011 =====	89 =====	11.100 =====
Resultado operacional	2,206 =====	625 =====	(19) =====	2.812 =====	(293) =====	2.519 =====
Receitas (despesas) financeiras. Líquidas	(197)	-	5	(192)	83	(109)
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(608)	(135)	(136)	(879)	72	(807)
Resultado líquido	1.473 =====	431 =====	43 =====	1.947 =====	(179) =====	1.768 =====
Encargos de depreciação e amortização	(242)	(357)	(30)	(629)	(82)	(711)
Equivalência Patrimonial	-	-	206	206	(41)	165
Acréscimos ao imobilizado	124	632	70	826	25	851

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

2008	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	3.334 =====	6.412 =====	93 =====	9.839 =====	(11) =====	9.828 =====
Resultado operacional	1.750 =====	847 =====	(101) =====	2.496 =====	(209) =====	2.287 =====
Receitas (despesas) financeiras. líquidas	(171)	(12)	68	(115)	132	17
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(431)	(226)	(126)	(783)	28	(755)
Resultado líquido	1.148 =====	609 =====	55 =====	1.812 =====	(59) =====	1.753 =====
Encargos de depreciação e amortização	(240)	(354)	(26)	(620)	149	(769)
Equivalência Patrimonial	-	-	214	214	(10)	204
Acréscimos ao imobilizado	96	716	46	858	113	971

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

2007	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	2.999 =====	6.368 =====	111 =====	9.478 =====	(48) =====	9.430 =====
Resultado operacional	1.450 =====	1.405 =====	(51) =====	2.804 =====	(274) =====	2.530 =====
Receitas (despesas) financeiras. Líquidas	(185)	10	34	(141)	93	(48)
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(298)	(312)	(134)	(744)	63	(681)
Resultado líquido	857 =====	771 =====	107 =====	1.735 =====	(117) =====	1.618 =====
Encargos de depreciação e amortização	239	417	16	672	206	878
Equivalência Patrimonial	-	-	222	222	-	222
Acréscimos ao imobilizado	293	733	24	1.050	70	1.120

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

34. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS NÃO CONSOLIDADAS DA CEMIG

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E 2008 (não consolidado) (Em milhares de reais)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
ATIVO		
ATIVO CIRCULANTE		
Disponibilidade	657	257
Impostos a recuperar (nota 8)	8	12
Créditos tributários (nota 5)	8	18
Dividendos a receber	1.362	1.437
Outros	14	21
	-----	-----
	2.049	1.745
ATIVO NÃO CIRCULANTE		
CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC (nota 3)	873	811
Créditos tributários (nota 5)	133	158
Impostos a recuperar (nota 8)	112	174
Fundos Vinculados	95	88
Outros	137	107
	-----	-----
	1.350	1.338
ATIVO PERMANENTE		
Investimentos em subsidiárias e coligadas	8.730	7.897
Ativo imobilizado líquido	31	5
	-----	-----
	8.761	7.902
TOTAL DO ATIVO	12.160	10.985
	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
PASSIVO CIRCULANTE		
Fornecedores	14	7
Salários e encargos sociais	18	16
Impostos a recolher	33	32
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar	954	960
Empréstimos e Financiamentos	23	7
Outros	40	39
	-----	-----
	1.082	1.061
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e Financiamentos (nota 14)	55	74
Obrigações Pós-Emprego (nota 16)	110	90
Provisão para Contingências (nota 17)	385	397
Outros	106	30
	-----	-----
	656	591
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.422	9.333
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	12.160	10.985
	=====	=====

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 e 2008 (não consolidado)
(Em milhares de reais)**

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
DESPESAS OPERACIONAIS	(59)	(127)
OUTRAS RECEITAS	1.954	1.940
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	1	58
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(128)	(118)
	-----	-----
LUCRO LÍQUIDO	1.768	1.753
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE	253	299
	-----	-----
LUCRO ABRANGENTE	2.021	2.052
	=====	=====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 e 2008**

(Expressos em milhões de reais)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:	1.628	1.281
	-----	-----
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Depósito Judicial	(8)	5
Aquisição de investimentos	(290)	(181)
	-----	-----
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento	(298)	(176)
	-----	-----
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(930)	(870)
	-----	-----
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	(930)	(870)
	-----	-----
AUMENTO (REDUÇÃO) LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	400	235
	=====	=====
DISPONIBILIDADES:		
Início do exercício	257	22
Fim do exercício	657	257
	-----	-----
	400	235
	=====	=====
DIVULGAÇÃO SUPLEMENTAR AO FLUXO DE CAIXA:		
Impostos pagos – imposto de renda e contribuição social	40	84
Juros pagos. líquidos de juros capitalizados	11	9

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A seguir segue informações da CEMIG não consolidada e condensada que estão apresentadas abaixo:

- Investimentos - Em 31 de dezembro de 2009 e 2008 os investimentos nas subsidiárias e coligadas são como se segue (ver nota 9):

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Cemig Geração e Transmissão S.A.	3.944	3.808
Cemig Distribuição S.A.	2.541	2.209
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE	511	183
Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG	431	320
Light	377	-
Cemig Telecom	271	259
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE	154	59
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP	98	38
Horizontes Energia S.A.	67	67
Rosal Energia S.A.	52	125
Sá Carvalho S.A.	45	95
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE	35	13
Cemig PCH S.A.	33	52
Usina Térmica Ipatinga S.A.	32	66
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	28	34
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE	22	10
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	17	7
Cemig Capim Branco Energia S.A.	15	55
Companhia Transleste de Transmissão – Transleste	12	12
Companhia Transudeste de Transmissão – Transudeste	8	7
Efficientia S.A.	7	6
Central Térmica de Cogeração S.A.	6	154
Companhia Transirape de Transmissão – Transirape	6	5
UTE Barreiro S.A.	5	2
Axxiom	3	3
Rio Minas Energia	-	303
Outros	10	5
	-----	-----
	8.730	7.897
	=====	=====

- Impostos a recuperar — Em 31 de dezembro de 2009 e 2008 os principais impostos a recuperar são como se segue (ver nota 8):

	<u>Em 31 de dezembro de</u>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Ativo circulante -		
ICMS	4	4
COFINS	-	5
PIS	-	1
Outros	4	2
	-----	-----
	8	12
	=====	=====
Outros ativos não circulantes -		
Imposto de renda	100	163
Contribuição social	12	11
	-----	-----
	112	174

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

==== =====

- Imposto de Renda Diferido — Em 31 de dezembro de 2009 e 2008, os principais componentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, são como se segue (ver nota 5):

	Em 31 de dezembro de	
	2009	2008
Prejuízos fiscais a compensar	413	479
Obrigações pós emprego	24	15
Provisão para contingências	94	100
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	16	18
Outras diferenças temporárias	2	1
	-----	-----
	549	613
Provisão para perdas na realização do saldo do imposto diferido	(408)	(437)
	-----	-----
	141	176
	=====	=====
Ativo circulante	8	18
Outros ativos	133	158

- Provisão para Contingências — Em 31 de dezembro de 2009 e 2008, as principais provisões para contingências são como se segue (ver nota 17):

	Em 31 de dezembro de	
	2009	2008
Trabalhistas		
Diversas	73	75
Cíveis		
Danos Pessoais	20	28
Majoração Tarifária	55	76
Outros	89	94
	-----	-----
	164	198
Fiscais		
FINSOCIAL	21	21
Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa	85	77
INSS	1	1
Outros	17	13
	-----	-----
	124	112
Regulatórios		
Processos Administrativos da ANEEL	24	12
	-----	-----
Total	385	397
	====	====

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

(a) Reajuste tarifário

As tarifas da Cemig Distribuição tiveram um impacto médio nas contas de energia elétrica de 1,67% a partir de 8 de abril de 2010. O reajuste tarifário teve aplicação diferenciada por categoria de consumo. O efeito do reajuste tarifário líquido foi de R36, reconhecido na receita consolidada do exercício de 2009.

(b) aumento de capital aprovado em Assembléia Geral Ordinária de Acionistas ocorrida em 29 de abril de 2010

Em Assembléia Geral Ordinária de Acionistas ocorrida em 29 de abril, 2010, foi aprovado o aumento de capital da Companhia. O capital social da CEMIG, de acordo com a Legislação Societária Brasileira, aumentou de R\$3.102 para R\$3.412, com emissão de novas ações mediante a capitalização de R\$295 do saldo da Reserva de Retenção de Lucros e R\$15 da Reserva de Capital, distribuindo aos acionistas, como consequência, uma bonificação de 10%, em novas ações da mesma espécie das antigas, com um valor nominal unitário de R\$5,00.

(c) Aumento de participação na Light

A Cemig assinou dois contratos de compra e venda de ações com a AGC (Andrade Gutierrez Concessões) e a PCP (controladora da Equatorial), com o objetivo de reestruturação societária do bloco de controle da Light SA.

Para a aquisição dessa participação na Light, será constituída uma SPE (Sociedade de Propósito Específico), em conjunto com um FIP (Fundo de Investimento de Participações), tendo a Cemig participação minoritária. Esta SPE deterá, ao final da reestruturação, até 26,06% de participação na Light SA., permanecendo a Cemig com suas participação original de 13,03% diretamente na Light.

O fechamento das operações está condicionado à aprovação pelos órgãos competentes, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, e pelas demais aprovações de agentes financiadores e debenturistas da Light e de suas controladas que forem necessárias. A data de fechamento da operação será determinada após o atendimento destas condições.

Contrato com a AGC:

Contrato de Compra e Venda de Ações referente à aquisição de aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. O preço total de aquisição é de R\$785, equivalente a R\$29,54 por ação ordinária, sendo o valor de R\$753, correspondentes a 12,50% do capital total da Light, pagos em 25 de março de 2010 e R\$32, correspondentes a 0,53% do capital total da Light, a ser pago até o dia 27 de junho de 2010. Estes valores serão corrigidos pela Taxa CDI – Certificado de Depósitos Interbancários e serão deduzidos do valor, os dividendos e juros sobre o capital próprios eventualmente pagos ou declarados pela Light nesse período.

Contrato com o PCP:

Contrato de Compra e Venda de ações referente à aquisição de 7,22% do capital social total e votante da Light. Para consumir esta transação, a Equatorial deverá passar por um processo de cisão para segregar os ativos indiretos da Light para uma nova empresa ("Newco") a ser constituída e listada no mais alto nível de governança corporativa da BM&F Bovespa (Novo Mercado). Desta forma, a Newco será detentora das ações da Light pertencentes atualmente à Equatorial. Posteriormente a esta cisão e à listagem das ações da Newco no Novo Mercado, na BM&F Bovespa, o grupo controlador da Equatorial (FIP PCP) alienará a totalidade de sua participação direta e/ou indireta na Newco a uma sociedade de cujo capital a Cemig participe em proporção não inferior a 20%. O preço de aquisição foi o mesmo daquele negociado com a AGC, de R\$29,54 por ação da Light, o que corresponde a R\$435 para a participação indireta detida atualmente pelo FIP PCP na Light.

O valor da operação poderá se estender para R\$785, valor correspondente ao total de ações ordinárias de emissão da Light que a Newco irá deter de forma indireta, representando, aproximadamente, 13,03% do capital

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

total e votante da Light, se os acionistas minoritários da Newco exercerem o seu direito de venda nas mesmas condições do controlador (tag along).

A Reorganização Societária da Equatorial deverá ser concluída dentro do prazo máximo de 18 meses e o preço de aquisição será corrigido nesse período pela Taxa DI-CETIP, desde 1º de dezembro de 2009 até a data do pagamento, e serão deduzidos do valor, conforme o caso, os dividendos e juros sobre o capital próprio eventualmente pagos ou declarados pela Light nesse período.

(d) Contrato adicional de opção para compra de participação indireta na Light

Em 24 de março de 2010 CEMIG celebrou um contrato de opção de venda de ações e outros assuntos ("Opção"), com Enlighted Partners Venture Capital LLC, uma empresa de responsabilidade limitada de Delaware, E.U.A.. O objeto do contrato é a concessão de uma opção de vender quotas do Fundo de Investimento ("Fundo Luce"), com sede em Newark, DE, Estados Unidos, que detém 75% das unidades de participação nos Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações, com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, que por sua vez é o detentor indireto, através de Luce Empreendimentos e Participações SA, de 26.576.149 partes comuns na Light, o que representa aproximadamente 13,03% do capital total e votante da Light.

O preço das quotas do Fundo Luce, no caso de a opção ser exercida, é US\$340,4, acrescido de juros equivalentes a 11% ao ano a partir de 01 de dezembro de 2009. Desse montante será deduzido dos eventuais dividendos ou Juros sobre Capital Próprio pagos ou declarados pela Light a partir de 1º de dezembro de 2009 até o exercício da opção, caso isso aconteça. O preço das ações é equivalente a R\$588 ao câmbio de 01 de dezembro de 2009.

A opção poderá ser exercida em qualquer momento no período de 01 a 06 de outubro de 2010 e cabe à CEMIG a obrigação de adquirir ou indicar um terceiro que adquira a totalidade das unidades de quota de fundo Luce.

O fechamento final da operação está subordinada a determinados requisitos, estabelecido em contrato, a ser cumpridas, como a aprovação da ANEEL, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, BNDES e, se necessário, os agentes financeiros e outros debenturistas da Light e suas subsidiárias.

(e) Oferta pública da TAESA

Em 23 de março de 2010, a controlada em conjunto Alterosa (o "Ofertante"), publicou um aviso de apresentar aos titulares de ações e / ou units emitidas pela TAESA, uma oferta pública de aquisição das ações e units de emissão da Companhia ("Oferta"). As principais condições são as seguintes: para adquirir o controle acionário da TAESA, a Ofertante pagou a quantia de R\$2.148 (R\$37,14 por unit e R\$12,38 por ação - "Preço de Aquisição"), que inclui a dedução dos montantes de dividendos que foram pagos pela TAESA em 26 de outubro de 2009 (R\$3,44 por units e R\$1,15 por ação), e também a atualização monetária de 103% da Taxa Selic a partir de 30 de setembro de 2009 a 3 de novembro de 2009, exclusive, como especificado no contrato de compra e venda de ações da TAESA .

A Ofertante pretende adquirir as ações e as units daqueles a quem a oferta foi dirigida por um preço equivalente a 100% do Preço de Aquisição (R\$37,14 por unit e R\$12,38 por ação - o "Preço da Oferta").

O Preço da Oferta será pago à vista, em moeda corrente nacional, na data de liquidação, atualizados pela taxa Selic calculados pro rata temporis, a contar da Data de Fechamento, exclusive, até a Data de Liquidação, inclusive. A Instituição Intermediária tem o dever de informar ao Diretor de Operações da BM & F Bovespa do preço de oferta por até dois dias antes da data da realização do Leilão.

Os acionistas que desejaram aceitar a Oferta foram instruídos a habilitar até às 18 horas do dia anterior à data de realização do leilão, com a Itaú Corretora ou qualquer corretora autorizada a operar no segmento Bovespa da BM & FBovespa ("Corretora"), de forma que a corretora possa representá-lo no Leilão.

O Leilão da Oferta foi realizado em 6 de maio de 2010 ("Data do Leilão"), às 13:00, obedecendo as regras estabelecidas pela BM & FBovespa ("Leilão").

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

(f) A Cemig Geração e Transmissão emitiu debêntures e notas promissórias comerciais resgatadas da terceira edição

Em 15 de janeiro de 2010 Cemig Geração e Transmissão emitiu 270.000 debêntures não conversíveis em ações, que totalizaram R\$2.700. As debêntures foram subscritas em 09 e 10 de março de 2010 e os recursos obtidos com a Oferta foi usado para pagar um resgate antecipado de todas as Notas Promissórias Comerciais em circulação ("Resgate Antecipado Total"), em conformidade com o inciso VI do condições estabelecidas na Nota, sob o título "Resgate Antecipado".

Em 10 de março de 2010 (Data de Resgate), a Companhia efetuou o pagamento do Valor Nominal Unitário das Notas, aumentada pela remuneração especificada no item 1 das referidas condições, sob o título "Remuneração", calculada pro rata temporis desde a data da emissão (30 de outubro de 2009) até a Data de Resgate. A Companhia pagou em 10 de março de 2010, o montante de aproximadamente R\$2.945 relativos às notas promissórias.

(g) Cédulas de Crédito Comercial da Cemig Distribuição

Em 27 de maio de 2010 Cemig Distribuição captou cerca de R\$600 junto ao Banco do Brasil SA ("Banco do Brasil") através de duas Cédulas de Crédito Comercial com data de vencimento em 10 de maio de 2013 e taxa efetiva de juros é 11,43% a.a..

Adicionalmente, a Cemig Distribuição fez uma operação de swap com o Banco do Brasil, no mesmo valor das cédulas de crédito comercial, substituindo a taxa de juros estabelecida 11,47% para a variação de 96% do CDI. A data de vencimento do swap é 27 de maio de 2010.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Índice de Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 29 de abril de 2010.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.3	Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo No. 1-15224)).
4.4	Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010.
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.6	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.7	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

- 4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.17 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não-Convertíveis, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A., a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009.
- 4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 30 de dezembro de 2009.
- 4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADOS É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

de 2010.

- 8 Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).
- 11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).
- 12.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 12.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 30 de junho de 2010.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

O presente Estatuto Social é uma consolidação do aprovado pela Assembléia Geral de Constituição, em 22-05-1952 – cuja ata foi arquivada na JUCEMG em 27-05-1952, sob o nº 57386 –, e pelas Assembléias Gerais reunidas para reforma estatutária, até as últimas AGO/AGE, realizadas, cumulativamente, em 29-04-2010.

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I

Da denominação, constituição, objeto, sede e duração da Companhia

Artigo 1º - A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade por ações, de economia mista, será regida por este Estatuto e pela legislação aplicável, e destina-se a construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; a prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e a exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social, incluindo o desenvolvimento e a exploração de sistemas de telecomunicação e de informação.

Parágrafo Primeiro - As atividades previstas neste artigo poderão ser exercidas diretamente pela CEMIG ou por intermédio de sociedades por ela constituídas, ou de que venha a participar, majoritária ou minoritariamente, mediante deliberação do Conselho de Administração, nos termos das Leis Estaduais de nºs 828, de 14 de dezembro de 1951, 8.655, de 18 de setembro de 1984, 15.290, de 4 de agosto de 2004, e 18.695, de 05 de janeiro de 2010.

Parágrafo Segundo - Fica vedado qualquer ato ou decisão nas subsidiárias e empresas controladas da Cemig que possa afetar a condição do Estado de Minas Gerais como acionista controlador da Companhia, nos termos da Constituição do Estado de Minas Gerais e da legislação em vigor.

Artigo 2º - A Companhia terá sua sede e administração na cidade de Belo Horizonte, Capital do Estado de Minas Gerais, Brasil, podendo abrir escritórios, representações e quaisquer outros estabelecimentos no País e no exterior, mediante autorização da Diretoria Executiva.

Artigo 3º - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II

Do capital e das ações

Artigo 4º - O Capital Social da Sociedade é de R\$3.412.072.910,00 (três bilhões, quatrocentos e doze milhões, setenta e dois mil, novecentos e dez reais), representado por:

- a) 298.269.668 (duzentos e noventa e oito milhões, duzentos e sessenta e nove mil, seiscentas e sessenta e oito) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$ 5,00 cada uma;
- b) 384.144.914 (trezentos e oitenta e quatro milhões, cento e quarenta e quatro mil, novecentas e quatorze) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R\$ 5,00 cada uma.

Parágrafo Único - O direito de voto será reservado, exclusivamente, às ações ordinárias e cada ação terá direito a um voto nas deliberações da Assembléia.

Artigo 5º - As ações preferenciais gozarão de preferência na hipótese de reembolso de ações e terão um dividendo mínimo anual igual ao maior dos seguintes valores:

- a) 10% (dez por cento) calculado sobre seu valor nominal;
- b) 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido das ações.

Artigo 6º - As ações ordinárias e preferenciais concorrerão em iguais condições na distribuição de bonificações.

Parágrafo Único - A capitalização da correção monetária do capital social dependerá da decisão da Assembléia Geral, mas será sempre obrigatória quando alcançado o limite determinado no artigo 297 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Artigo 7º - Nos exercícios em que a Companhia não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, o Estado de Minas Gerais assegurará às ações do capital da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004, de propriedade de particular, um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e da Lei Estadual nº 15.290, de 4 de agosto de 2004.

Artigo 8º - O capital subscrito pelo Estado de Minas Gerais, que terá, sempre e obrigatoriamente, a maioria das ações com direito a voto, será realizado de acordo com o disposto na legislação em vigor. O capital subscrito por outras pessoas naturais ou jurídicas será realizado conforme for estabelecido pela Assembléia Geral que deliberar sobre o assunto.

Parágrafo Primeiro - Para atender a deliberação das Assembléias Gerais, poderá a Diretoria suspender, obedecidas as regras da legislação vigente, os serviços de transferências e averbações.

Parágrafo Segundo - Os acionistas terão direito de preferência na subscrição de aumentos de capital e na emissão de valores mobiliários da Companhia, na forma da legislação aplicável. Não será concedido o direito de preferência, no entanto, quando o aumento do capital social for integralizado com recursos de incentivos fiscais, obedecido o disposto no parágrafo único do artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO III **Da Assembléia Geral**

Artigo 9º - A Assembléia Geral dos acionistas reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) primeiros meses do ano, para os fins previstos em lei e, extraordinariamente, sempre que necessário, e será convocada com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, observadas em sua convocação, instalação e deliberações as prescrições legais pertinentes.

Parágrafo Único - O acionista poderá ser representado nas Assembléias Gerais na forma prevista no art. 126 da Lei nº 6.404, e alterações posteriores, exibindo, no ato, ou depositando previamente na sede social da Companhia, o comprovante de titularidade das ações expedido pela instituição financeira depositária acompanhado do documento de identidade e procuração com poderes especiais.

Artigo 10 - A Assembléia Geral, ordinária ou extraordinária, será presidida por um acionista eleito pela Assembléia Geral, dentre os presentes, que escolherá um ou mais secretários.

CAPÍTULO IV

Da administração da Companhia

Artigo 11 - A administração da Companhia será exercida por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Parágrafo Primeiro - A estrutura e a composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., com as seguintes exceções: A Diretoria de Distribuição e Comercialização comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e a Diretoria de Geração e Transmissão comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Geração e Transmissão S.A..

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva, na administração da Companhia, das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., das demais subsidiárias integrais, das controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participem, direta ou indiretamente, deverão observar o disposto no Plano Diretor da Companhia, em especial a política de dividendos nele prevista, conforme aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - O Plano Diretor conterá o planejamento estratégico de longo prazo, fundamentos, metas, objetivos e resultados a serem perseguidos e atingidos pela Companhia e sua política de dividendos, devendo respeitar os compromissos e requisitos previstos no § 5º abaixo.

Parágrafo Quarto - O Plano Diretor será revisado anualmente pela Diretoria Executiva e aprovado pelo Conselho de Administração e será refletido em todos os planos, projeções, atividades, estratégias, investimentos e despesas da Companhia e suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participe, direta ou indiretamente, incluindo o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, que deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Quinto - Na condução da administração da Companhia e no exercício do direito de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e consórcios, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva observarão e cumprirão, fielmente, as seguintes metas:

a) manter o endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2 (duas) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) da Companhia;

b) manter uma relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 40% (quarenta por cento);

c) restringir o saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 5% (cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) limitar o montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, por exercício social, ao equivalente a, no máximo, 40% (quarenta por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

e) investir somente em projetos de distribuição, geração e transmissão que ofereçam taxas internas de retorno real mínimas iguais ou superiores às previstas no Plano Diretor da Companhia, ressalvadas as obrigações legais;

f) manter as despesas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição em montantes não superiores aos montantes reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias;

g) manter as receitas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição nos valores reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias.

Parágrafo Sexto - As metas previstas no § 5º acima serão determinadas em bases consolidadas, considerando a Companhia e os seus investimentos permanentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., controladas, coligadas e consórcios.

Parágrafo Sétimo - As metas estabelecidas nas alíneas “a”, “b”, “c” e “d” do § 5º acima poderão ser ultrapassadas por motivos conjunturais, mediante justificativa e prévia e específica aprovação do Conselho de Administração, até os seguintes limites:

a) endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2,5 (duas e meia) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

b) relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 50% (cinquenta por cento);

c) saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 10% (dez por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, exclusivamente nos exercícios sociais de 2006 e 2007, limitado ao equivalente a, no máximo, 65% (sessenta e cinco por cento) e 55% (cinquenta e cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia, respectivamente.

Seção I

Do Conselho de Administração

Artigo 12 - O Conselho de Administração da Companhia será composto de 14 (quatorze) membros efetivos e igual número de suplentes, dentre os quais um será o seu Presidente e outro, o Vice-Presidente, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembléia Geral, para um mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Primeiro - Os Conselheiros suplentes substituirão os respectivos titulares em suas eventuais ausências e impedimentos e, no caso de vacância, até que se proceda à respectiva substituição.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração do Conselho de Administração será fixado pela Assembléia Geral, em conformidade com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Fica assegurado aos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias e aos acionistas titulares de ações preferenciais o direito de elegerem, em votação em separado, 1 (um) membro do Conselho de Administração, respectivamente, na forma da lei.

Parágrafo Quarto - Os Conselhos de Administração das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. serão constituídos, obrigatoriamente, pelos membros efetivos e suplentes eleitos para o Conselho de Administração da Companhia.

Artigo 13 - Em caso de vaga no Conselho de Administração, a primeira Assembléia Geral Extraordinária procederá à eleição de novo membro, para o período que restava ao antigo Conselheiro.

Parágrafo Único - Na hipótese prevista neste artigo, cabe à minoria eleger o novo membro do Conselho de Administração se o antigo houver sido por ela eleito.

Artigo 14 - O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada 2 (dois) meses e, extraordinariamente, por convocação de seu Presidente, de seu Vice-Presidente, de um terço de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva e deliberará, validamente, com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo Primeiro - As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas por seu Presidente ou seu Vice-Presidente, mediante aviso escrito enviado com antecedência de 5 (cinco) dias, contendo a pauta de matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado, desde que inequivocamente cientes os demais integrantes do Conselho.

Parágrafo Segundo - As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas pela maioria de votos dos Conselheiros presentes, cabendo ao Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Artigo 15 - Compete ao Presidente do Conselho de Administração conceder licença aos seus membros, competindo aos demais membros conceder licença ao Presidente.

Artigo 16 - O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares, na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-Presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos.

Artigo 17 - Caberá ao Conselho de Administração:

- a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- b) eleger e destituir os Diretores da Companhia, observado o presente Estatuto;
- c) deliberar, previamente à sua celebração, sobre os contratos entre a Companhia e qualquer de seus acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum;
- d) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
- e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que participe;

- f) convocar a Assembléia Geral;
- g) fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- h) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva da Companhia;
- i) escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas;
- j) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
- l) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
- m) autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, “commercial papers” e outros;
- n) aprovar o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual, bem como suas alterações e revisões;
- o) anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para os gastos com pessoal, inclusive concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, ressalvada a competência da Assembléia Geral e observado o Orçamento Anual aprovado;
- p) autorizar o exercício do direito de preferência e os acordos de acionistas ou de voto em empresas subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembléia Geral de Acionistas;
- q) aprovar as declarações de voto nas assembleias gerais e as orientações de voto nas reuniões dos conselhos de administração das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia, quando envolver participação no capital de outras sociedades ou consórcios, devendo as deliberações, em qualquer caso e não somente nas matérias relativas à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, observar as disposições do presente Estatuto, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico.

Parágrafo Primeiro - O Conselho de Administração, mediante resoluções específicas, poderá delegar à Diretoria Executiva a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica e de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação.

Parágrafo Segundo – Os limites financeiros para deliberação do Conselho de Administração serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Seção II

Diretoria Executiva

Artigo 18 - A Diretoria Executiva será constituída de 9 (nove) Diretores, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, composta de: um Diretor-Presidente; um Diretor Vice-Presidente; um Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações; um Diretor de Gestão Empresarial; um Diretor de Distribuição e

Comercialização; um Diretor de Geração e Transmissão; um Diretor Comercial; um Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios; e, um Diretor de Gás.

Parágrafo Primeiro - O mandato dos Diretores será de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição. Os Diretores permanecerão em seus cargos até que seus sucessores, devidamente eleitos, sejam empossados.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração da Diretoria, inclusive benefícios de qualquer natureza, será fixado pela Assembléia Geral, de acordo com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Os Diretores exercerão seus cargos em regime de tempo integral e de dedicação exclusiva ao serviço da Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração de subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração, competindo-lhes porém, obrigatoriamente, o exercício dos cargos correspondentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Parágrafo Quarto - Os Diretores, não empregados, terão direito a uma licença anual remunerada, por prazo não superior a 30 (trinta) dias, de forma não cumulativa, acrescida de um terço da remuneração mensal em vigor, que lhes será concedida pelo Diretor-Presidente, cuja licença será concedida pelo Conselho de Administração.

Artigo 19 - Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do Diretor-Presidente, o cargo será exercido pelo Diretor Vice-Presidente, pelo período que durar a ausência ou licença e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até o provimento do cargo pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Primeiro - Ocorrendo ausência, licença, renúncia ou vaga de qualquer dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor o exercício das funções respectivas, pelo período que durar a ausência ou licença, e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até que o cargo seja provido pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo - O Diretor-Presidente ou o membro da Diretoria Executiva eleito na forma deste artigo exercerá o cargo pelo tempo de mandato que restava ao Diretor substituído.

Artigo 20 - A Diretoria Executiva reunir-se-á, ordinariamente, pelo menos 2 (duas) vezes por mês e, extraordinariamente, sempre que convocada pelo Diretor-Presidente ou por 2 (dois) Diretores, mediante aviso com antecedência mínima de 2 (dois) dias, o qual, entretanto, será dispensado no caso de estarem presentes todos os Diretores. Salvo disposto em contrário neste Estatuto, as deliberações da Diretoria Executiva serão adotadas pelo voto da maioria de seus membros, cabendo ao Diretor-Presidente o voto de qualidade, em caso de empate, com comunicação ao Conselho de Administração de sua utilização.

Artigo 21 - Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia refletirá o Plano Diretor e conterá os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios

financeiros, devendo ser atualizado, no máximo, a cada ano, e abordará em detalhe, entre outros:

- a) as estratégias e ações da Companhia, incluindo qualquer projeto relacionado ao seu objeto social;
- b) os novos investimentos e oportunidades de negócios, incluindo os das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, assim como dos consórcios de que participe;
- c) os valores a serem investidos ou de outra forma contribuídos a partir de recursos próprios ou de terceiros;
- d) as taxas de retorno e lucros a serem obtidos ou gerados pela Companhia.

Parágrafo Segundo - O Orçamento Anual refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e, por conseguinte, o Plano Diretor, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendo, as inversões com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Parágrafo Terceiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual serão preparados e atualizados anualmente, até o término de cada exercício social, para vigorar no exercício social seguinte. Ambos serão elaborados com a coordenação do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações e submetidos ao exame da Diretoria Executiva e, após, à aprovação do Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto - Dependerão de deliberação da Diretoria Executiva, as seguintes matérias:

- a) aprovar o plano de organização da Companhia e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;
- b) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Plano Plurianual e Estratégico, bem como suas revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;
- c) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Orçamento Anual, o qual deverá refletir o Plano Plurianual e Estratégico então vigente, assim como suas revisões;
- d) deliberar sobre o remanejamento de investimentos ou despesas previstos no Orçamento Anual que, individualmente ou em conjunto, durante o mesmo exercício financeiro, apresentem valores inferiores a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), com a consequente readequação das metas aprovadas, respeitado o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual;
- e) aprovar a alienação ou constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valores inferiores a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
- f) autorizar os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia, com base no Orçamento Anual aprovado, que, individualmente ou em conjunto, apresentem valores inferiores a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive a realização de aportes em empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, e nos consórcios de que participe, ressalvado o disposto na alínea “p” do inciso IV do artigo 22;
- g) aprovar, mediante proposta do Diretor-Presidente, em conjunto com o Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações, as declarações de voto nas assembleias gerais das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios dos

quais participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembléia Geral de Acionistas, devendo as deliberações observar as disposições do presente Estatuto, as deliberações do Conselho de Administração, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico;

h) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexistência de licitação e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R\$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos mil reais) e inferior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

i) autorizar a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor inferior a R\$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

j) autorizar as provisões contábeis da Companhia, independentemente de seu valor, mediante proposta do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações;

l) aprovar a designação de empregados para o exercício de cargos gerenciais da Companhia, mediante proposta do Diretor interessado, observado o disposto na alínea “h” do inciso I do artigo 22;

m) autorizar os gastos com pessoal e os acordos coletivos de trabalho, observados a competência da Assembléia Geral, as diretrizes e os limites aprovados pelo Conselho de Administração e o Orçamento Anual aprovado.

Parágrafo Quinto - A prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos será efetuada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ou por mandatário devidamente constituído.

Parágrafo Sexto - A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ressalvada a competência definida na alínea “c”, inciso I, do artigo 22, para a qual será exigida apenas a assinatura do Diretor-Presidente.

Parágrafo Sétimo – Os limites financeiros para deliberação da Diretoria Executiva serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Artigo 22 - Observado o disposto nos artigos precedentes, são atribuições dos membros da Diretoria Executiva:

I - Do Diretor-Presidente:

- a) superintender e dirigir os trabalhos da Companhia;
- b) supervisionar a elaboração e a implementação do Plano Plurianual e Estratégico e desenvolver as estratégias e ações aprovadas;
- c) representar a Companhia em juízo, ativa e passivamente;
- d) assinar, juntamente com um dos Diretores, os documentos de responsabilidade da Companhia;
- e) apresentar o relatório anual dos negócios da Companhia ao Conselho de Administração e à Assembléia Geral Ordinária;
- f) admitir e demitir pessoal da Companhia;
- g) conduzir as atividades de auditoria interna, relacionamento institucional, jurídicas, comunicação social, representação, ouvidoria e secretaria geral;
- h) propor à Diretoria Executiva, para aprovação, em conjunto com o Diretor a que estiver vinculado o empregado, as indicações para os cargos gerenciais da Companhia;

i) propor as indicações para os cargos de administração e conselhos fiscais das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, assim como para a Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, ouvido o Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais prevalece o disposto no parágrafo quarto do artigo 12 e parágrafo terceiro do artigo 18 do presente Estatuto.

II- Do Diretor Vice-Presidente:

- a) substituir o Diretor-Presidente nas suas ausências, licenças, impedimentos temporários, renúncia ou vaga;
- b) promover a melhoria das políticas de responsabilidade social e de sustentabilidade da Companhia;
- c) definir as políticas e diretrizes de meio ambiente, de desenvolvimento tecnológico, de alternativas energéticas e de normalização técnica;
- d) coordenar a estratégia de atuação da Companhia em relação à responsabilidade social, ao meio ambiente, ao processo tecnológico e a gestão estratégica de tecnologia;
- e) coordenar a implantação e a manutenção dos sistemas de qualidade da Companhia;
- f) promover a implementação de programas voltados para o desenvolvimento tecnológico da Companhia;
- g) monitorar a condução dos planos para o atendimento das diretrizes ambientais, tecnológicas e da melhoria da qualidade.

III- Do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações:

- a) prover os recursos financeiros necessários à operação e expansão da Companhia, conforme Orçamento Anual, conduzindo os processos de contratação de empréstimo e de financiamento, bem como os serviços correlatos;
- b) coordenar a elaboração e a consolidação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e do Orçamento Anual, com a participação de todas as Diretorias da Companhia;
- c) proceder à avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento da Companhia, exceto aqueles de responsabilidade da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios;
- d) acompanhar o desempenho da execução dos projetos de investimento, conforme metas e resultados aprovados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração;
- e) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras da Companhia;
- f) determinar o custo do serviço e estabelecer política de seguros, conforme delineado no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
- g) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual;
- h) controlar o capital social da Companhia, fixar a política acionária e de governança corporativa, bem como sugerir a política de dividendos;
- i) coordenar a elaboração e a negociação das tarifas de fornecimento e de distribuição de energia elétrica e das receitas de transmissão, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica–Aneel;
- j) responsabilizar-se pela prestação de informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários–CVM e às bolsas de valores ou mercados de balcão, nacionais e internacionais, bem como às entidades de regulação e fiscalização correspondentes, e manter atualizados os registros da Companhia nessas instituições;
- l) representar a Companhia perante a CVM, as Bolsas de Valores e demais entidades do mercado de capitais;

m) promover a gestão financeira e societária das participações da Companhia nas empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, dentro dos critérios de boa governança corporativa e zelando pelo cumprimento de seus planos de negócios, observado o disposto neste Estatuto;

n) propor à Diretoria Executiva, para aprovação ou encaminhamento ao Conselho de Administração ou à assembléia geral de acionistas, conforme a competência definida no presente Estatuto, os aportes de capital, o exercício de direito de preferência e a celebração de acordos de votos nas empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, bem como nos consórcios de que participe a Companhia;

o) participar das negociações que envolvem a constituição e a alteração de documentos societários das participações referidas na alínea anterior;

p) coordenar os processos de alienação de participações societárias detidas pela Companhia, suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, mediante prévia autorização legislativa e aprovação do Conselho de Administração.

IV - Do Diretor de Gestão Empresarial:

a) prover pessoal adequado à Companhia;

b) definir a política de recursos humanos da Companhia, orientar e promover sua aplicação;

c) orientar e conduzir as atividades relacionadas a estudos organizacionais e sua documentação;

d) definir, conduzir e supervisionar a política de telecomunicações e informática da Companhia;

e) projetar, implantar e manter os sistemas de telecomunicações e de informática da Companhia;

f) definir políticas e normas sobre serviços de apoio, tais como transportes, comunicação administrativa, vigilância e de adequação dos locais de trabalho do pessoal;

g) prover a Companhia de recursos e serviços de infra-estrutura e de apoio administrativo;

h) coordenar as políticas, processos e meios de segurança patrimonial, segurança do trabalho e vigilância aprovados pela Companhia;

i) conduzir as negociações dos acordos coletivos de trabalho, em conformidade com as diretrizes e limites aprovados pelo Conselho de Administração, encaminhando as propostas negociadas para aprovação da Diretoria Executiva;

j) administrar o processo de contratação de obras e serviços e de aquisição e alienação de materiais e imóveis;

l) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados;

m) administrar e controlar o estoque de material, promover a triagem e a recuperação do material usado, bem como promover a venda de material excedente, inservível e de sucata;

n) promover e implementar programas de incremento, desenvolvimento, aperfeiçoamento e melhoria continuada de fornecedores de materiais e serviços de interesse da Companhia, isoladamente ou em cooperação com outras Diretorias ou órgãos de fomento e entidades de classe, no âmbito do Estado de Minas Gerais;

o) conduzir programas de gestão empresarial e de ações ambientais no âmbito da Diretoria;

p) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor inferior a R\$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos reais);

q) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva, para aprovação, dentre empregados da Companhia, da Cemig Distribuição S.A. e da Cemig Geração e Transmissão S.A., as indicações para os cargos de membros efetivos e suplentes do Comitê de Administração do Prosaúde Integrado;

r) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva para aprovação, dentre os empregados da Companhia e das demais companhias envolvidas nas negociações, as indicações de empregados para compor o Comitê de Negociação Sindical, assim como a designação de seu coordenador;

s) apresentar à Diretoria Executiva as avaliações advindas de programa de desenvolvimento de sucessão de lideranças, implantado pela Companhia, visando subsidiar as deliberações da Diretoria Executiva acerca das indicações de empregados para cargos gerenciais.

V - Do Diretor de Distribuição e Comercialização:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de distribuição da Companhia;

b) elaborar o planejamento do sistema de distribuição da Companhia;

c) gerenciar a implantação das instalações de distribuição, incluindo a elaboração e a execução do projeto, a construção e a montagem;

d) operar e manter o sistema elétrico de distribuição e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;

e) gerenciar as políticas de segurança de trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;

f) propor e implementar as políticas de atendimento aos consumidores atendidos por esta Diretoria;

g) desenvolver programas e ações junto aos consumidores cativos com demanda inferior a 500 kW, visando ao melhor aproveitamento da utilização da energia elétrica;

h) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para consumidores cativos, com demanda inferior a 500 kW;

i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;

j) representar a Companhia perante a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica–Abradee e demais entidades do setor de distribuição;

l) propor as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de distribuição e gerir a segurança patrimonial dessas instalações;

m) buscar a melhoria contínua dos processos de operação e manutenção, através da utilização de novas tecnologias e métodos, visando à melhoria de qualidade e redução dos custos das referidas atividades.

VI - Do Diretor de Geração e Transmissão:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de transmissão;

b) elaborar o planejamento da geração e da transmissão;

c) operar e manter os sistemas de geração e transmissão e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;

d) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;

e) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;

f) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico de transmissão da Companhia com os de outras empresas, bem como a conexão de agentes à rede básica da Companhia;

- g) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS, à Associação Brasileira das Geradoras de Energia Elétrica–Abrage e demais entidades representativas dos setores de geração e transmissão de energia elétrica;
- h) gerir os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;
- i) coordenar e implantar projetos de reforma, modernização, melhoria, reativação e desativação nas instalações de geração e transmissão;
- j) propor e implementar as medidas que visem a assegurar a conectividade dos diversos agentes do setor elétrico, ligados ao sistema de transmissão da Companhia;
- l) propor e implementar as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de geração e transmissão e gerir a segurança industrial dessas instalações;
- m) gerenciar e promover a política de segurança do trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;
- n) gerenciar a implantação dos empreendimentos de expansão de geração, transmissão e co-geração, promovendo o projeto, a construção e a montagem, e assegurando o desempenho físico-financeiro desses empreendimentos;
- o) fornecer apoio técnico às negociações para viabilização dos empreendimentos de expansão da geração, transmissão e co-geração e participar da negociação de documentos dos consórcios de empreendedores e de sociedades de propósitos específicos.

VII - Do Diretor Comercial:

- a) elaborar pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia;
- b) coordenar o planejamento e a execução da compra de energia para atender ao mercado da Companhia e a venda de energia proveniente de fontes de geração próprias;
- c) coordenar a compra e venda de energia nas suas diferentes formas e modalidades, compreendendo a importação, exportação e a participação em todos os segmentos de mercados especializados de energia;
- d) coordenar a prestação de serviços de intermediação de negócios relacionados à comercialização de energia a qualquer agente autorizado;
- e) representar a Companhia junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica–CCEE, responsabilizando-se pelas operações realizadas no âmbito daquela Câmara, e representar a Companhia perante as demais entidades de comercialização de energia elétrica;
- f) coordenar o estabelecimento dos preços de compra e venda de energia elétrica, e propor à Diretoria Executiva para aprovação;
- g) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para os consumidores, individualmente, ou grupos de consumidores, atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV e demanda contratada igual ou maior que 500 kW, assim como grupos empresariais;
- h) identificar, medir e gerenciar os riscos associados à comercialização de energia;
- i) negociar e gerenciar a comercialização de transporte e conexão de qualquer acessante ao sistema de distribuição;
- j) negociar e gerenciar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão com o Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS e de conexão do Sistema de Distribuição com as transmissoras;
- l) gerenciar a comercialização, em interação com a Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios, dos créditos de carbono da Companhia.

VIII – Do Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios:

- a) promover a prospecção, a análise e o desenvolvimento de novos negócios da Companhia nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, petróleo e gás, assim como em outras atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social;
- b) promover as análises de viabilidade técnica, econômico-financeira e ambiental dos novos negócios para a Companhia, em interação com as Diretorias relacionadas aos referidos negócios;
- c) coordenar as negociações e implementar as parcerias, consórcios, sociedades de propósito específico e demais formas de associação com empresas públicas ou privadas necessárias ao desenvolvimento de novos negócios, bem como a negociação de contratos e documentos societários dos empreendimentos;
- d) coordenar a participação da Companhia nos processos licitatórios para obtenção de outorga de concessões em todas as áreas de sua atuação;
- e) prospectar, coordenar, avaliar e estruturar as oportunidades de aquisição de novos ativos do setor de energia elétrica e do setor de petróleo e gás;
- f) coordenar a participação da Companhia nos leilões de novos negócios promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica–Aneel e pela Agência Nacional do Petróleo e Gás–ANP;
- g) promover a prospecção e a análise, no âmbito da Companhia, das oportunidades de negócios relacionados ao aproveitamento de créditos de carbono;
- h) consolidar o planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- i) consolidar o Programa de Investimentos em geração, transmissão e distribuição da Companhia;
- j) representar a Companhia junto às entidades de planejamento da expansão do setor elétrico nas suas áreas de atuação;
- l) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
- m) acompanhar, na Companhia, o planejamento energético do Estado de Minas Gerais.

IX – Do Diretor de Gás:

- a) coordenar, em nome da Companhia e de suas subsidiárias integrais e controladas, todas as atividades relacionadas à exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de petróleo e gás ou de subprodutos e derivados diretamente ou através de terceiros;
- b) propor à Diretoria Executiva diretrizes, normas gerais e planos de operação, prospecção, exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de atividades dos negócios de petróleo e gás;
- c) desenvolver pesquisas, análises e estudos de investimentos e novas tecnologias relacionadas a petróleo e gás, em conjunto com a Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios;
- d) desenvolver normatização para projetos no campo de petróleo e gás;
- e) propor à Diretoria Executiva plano plurianual de investimentos e despesas da Gasmig;
- f) propor à Diretoria Executiva plano plurianual de investimentos e despesas de outras sociedades de propósitos específicos associadas às atividade de petróleo e gás;
- g) consolidar a gestão das políticas de segurança de trabalho da Gasmig e de outras sociedades de propósitos específicos, no âmbito das atividades de petróleo e gás, em consonância com as diretrizes gerais ditadas pela Companhia, através da Diretoria de Gestão Empresarial;

- h) desenvolver pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia no âmbito das atividades de petróleo e gás;
- i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
- j) representar a Companhia nas diversas entidades que congregam as empresas do setor de petróleo e gás.

Parágrafo Primeiro - As competências de representação perante órgãos técnicos, administrativos e associações outorgadas aos Diretores nos termos deste artigo não exclui a competência de representação do Diretor-Presidente, nem a necessidade de observância das disposições previstas no presente Estatuto no que diz respeito à prévia obtenção das autorizações dos órgãos da Administração para contrair obrigações em nome da Companhia.

Parágrafo Segundo - Além do exercício das atribuições que lhes são fixadas no presente Estatuto, compete a cada Diretoria assegurar a cooperação, a assistência e o apoio às demais Diretorias no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses maiores da Companhia.

Parágrafo Terceiro - Os projetos desenvolvidos pela Companhia, no âmbito da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios, uma vez estruturados e constituídos, deverão ser assumidos pelas respectivas Diretorias a que competirem a sua construção, execução, operação e comercialização, conforme definido no presente Estatuto.

Parágrafo Quarto - Compete a cada Diretor, no âmbito de sua atuação, promover as ações necessárias ao cumprimento e à efetiva implementação das políticas de segurança do trabalho aprovadas pela Companhia.

Parágrafo Quinto - O limite financeiro estabelecido na alínea “p” do inciso IV deste artigo será corrigido, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

CAPÍTULO V

Do Conselho Fiscal

Artigo 23 - O Conselho Fiscal da Companhia funcionará de modo permanente e será composto de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e respectivos suplentes, os quais serão eleitos anualmente, quando da Assembléia Geral, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal elegerá, dentre os seus membros, o seu Presidente, que convocará e conduzirá as reuniões.

Artigo 24 - No caso de renúncia do cargo, falecimento ou impedimento, será o membro efetivo do Conselho Fiscal substituído pelo seu respectivo suplente, até que seja eleito o novo membro, o qual deverá ser escolhido pela mesma parte que indicou o substituído.

Artigo 25 - Competem ao Conselho Fiscal as atribuições fixadas na Lei de Sociedades por Ações, bem como, no que não conflitar com a legislação brasileira, aquelas

requeridas pelas leis dos países em que as ações da Companhia são listadas e negociadas, na forma do seu Regimento.

Artigo 26 - A remuneração dos membros do Conselho Fiscal será fixada pela Assembléia Geral que os eleger, em consonância com a legislação vigente.

CAPÍTULO VI **Do Exercício Social**

Artigo 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, de acordo com a legislação pertinente, podendo ser levantados balanços semestrais ou intermediários referentes a períodos menores.

Artigo 28 - Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, a provisão para o imposto sobre a renda, a contribuição social sobre o lucro líquido e, sucessivamente, as participações dos empregados e administradores.

Parágrafo Único - O lucro líquido apurado em cada exercício social será assim destinado:

- a) 5% (cinco por cento) para a reserva legal, até o limite máximo previsto em lei;
- b) 50% (cinquenta por cento) será distribuído, como dividendo obrigatório, aos acionistas da Companhia, observadas as demais disposições do presente Estatuto e a legislação aplicável;
- c) o saldo, após a retenção prevista em orçamento de capital e/ou investimento elaborado pela administração da Companhia, com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista e devidamente aprovado, será aplicado na constituição de reserva de lucros destinada à distribuição de dividendos extraordinários, nos termos do artigo 30 deste Estatuto, até o limite máximo previsto no artigo 199 da Lei de Sociedade por Ações.

Artigo 29 - Os dividendos serão distribuídos obedecida a ordem abaixo:

- a) o dividendo anual mínimo assegurado às ações preferenciais;
- b) o dividendo às ações ordinárias, até um percentual igual àquele assegurado às ações preferenciais.

Parágrafo Primeiro - Uma vez distribuídos os dividendos previstos nas alíneas “a” e “b” do *caput* deste artigo, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias na eventual distribuição de dividendos adicionais.”.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, a título de juros sobre o capital próprio, à conta de lucros acumulados, de reservas de lucros ou de lucros apurados em balanços semestrais ou intermediários.

Parágrafo Terceiro - As importâncias pagas ou creditadas a título de juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputadas aos valores do dividendo obrigatório ou do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia, para todos os efeitos legais.

Artigo 30 - Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, a partir do exercício social de 2005, ou em menor periodicidade se a disponibilidade de caixa da Companhia o permitir, a Companhia utilizará a reserva de lucros prevista na alínea “c” do artigo 28 deste Estatuto para a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista.

Artigo 31 - Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

Parágrafo Único - Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, reverterão em benefício da Companhia.

Artigo 32 - É assegurada a participação dos empregados nos lucros ou resultados da Companhia, mediante critérios autorizados pela Diretoria Executiva com base nas diretrizes aprovadas pelo Conselho de Administração e limites estabelecidos pela Assembléia Geral, na forma da legislação específica.

Artigo 33 - Compete à Assembléia Geral fixar, anualmente, os limites de participação dos administradores nos lucros da Companhia, observado o disposto no parágrafo único do artigo 190 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO VII

Da Responsabilidade dos Administradores

Artigo 34 - Os Administradores respondem perante a Companhia e terceiros pelos atos que praticarem no exercício de suas funções, nos termos da lei e do presente Estatuto.

Artigo 35 - A Companhia assegurará aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva a defesa em processos judiciais e administrativos, ativa e passivamente, durante ou após os respectivos mandatos, por fatos ou atos relacionados com o exercício de suas funções próprias e que não contrariarem disposições legais ou estatutárias.

Parágrafo Primeiro - A garantia prevista no *caput* deste artigo estende-se aos empregados que legalmente atuarem por delegação dos Administradores da Companhia.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá contratar seguro de responsabilidade civil para a cobertura das despesas processuais, honorários advocatícios e indenizações decorrentes dos processos judiciais e administrativos de que trata o *caput* deste artigo, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - Se o membro do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, o Diretor ou o empregado for condenado, com decisão transitada em julgado, deverá ressarcir a Companhia de todos os custos, despesas e prejuízos a ela causados.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

**TERCEIRO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 002/1997-DNAEE**

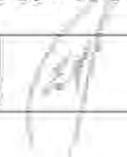
**CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
ÁREA NORTE**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.006111/2007-08

**TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 002/1997-DNAEE- ÁREA
NORTE, QUE CELEBRAM A UNIÃO E CEMIG
DISTRIBUIÇÃO S.A.**

A **UNIÃO**, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA, portador do CREA nº 3.818/D-CREA/DF e do CPF nº 443.875.207-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo II - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, doravante designada apenas **ANEEL**, e a **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200 – Bairro Santo Agostinho, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.981.180/0001-16, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 – Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 – SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente **CONCESSIONÁRIA**, com **INTERVENIÊNCIA E ANUÊNCIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG**, doravante designado **ACIONISTA CONTROLADOR**, neste ato representado por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 – Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 – SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o **TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 002/1997-DNAEE – Área Norte**, celebrado em 10 de julho de 1997, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 002/1997-DNAEE - Área Norte, em 10 de julho de 1997, estabelecida na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA - DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

A Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 002/1997-DNAEE - Área Norte, firmado em 10 de julho de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

"Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira -

Subcláusula Segunda -

Subcláusula Terceira -

I -

II -

Subcláusula Quarta -

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A, parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do "Mercado de Referência", que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VASTO	



2


ESS, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_t + VPB_t \times (IV \pm X)}{RA_0}$$

Onde,

RA:

Receita anual de fornecimento:

Receita anual de suprimento:

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição:

Mercado de Referência:

Período de referência:

IV:

X:

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição:

Energia Elétrica Comprada:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



VPA_0 : Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da "Parcela A" valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB_0 : Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA_1 :

(i)

(ii)

(iii); e

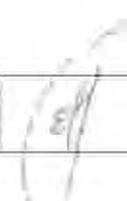
(iv)

Subcláusula Sétima -

Subcláusula Oitava -

Subcláusula Nona -

Subcláusula Décima -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VESTO	





Subcláusula Décima - Primeira -

Subcláusula Décima - Segunda -

Subcláusula Décima - Terceira -

Subcláusula Décima - Quarta -

Subcláusula Décima - Quinta -

Subcláusula Décima - Sexta -

Subcláusula Décima - Sétima -

Subcláusula Décima - Oitava - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 002/1997-DNAEE – Área Norte, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

As alterações efetuadas neste aditivo serão implementadas a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária realizado em 2010, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, preservando-se integralmente os efeitos da disciplina anteriormente vigente.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	

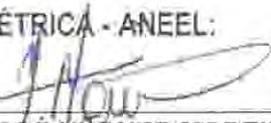


5

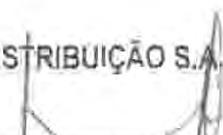

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

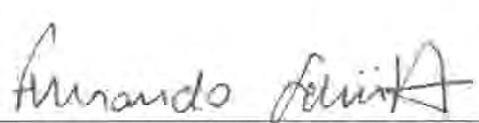
Brasília, 13 de ABRIL de 2010.

PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL:


NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA
Diretor-Geral

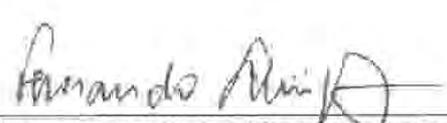
PELA CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente

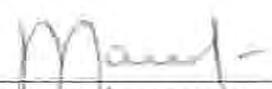

FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

TESTEMUNHAS:


Nome: GILBERTO GOMES LACERDA
CPF: 606.892.786.87


Nome: CARLOS EDUARDO
CPF: 011.411.143.150

PROCURADORIA
FEDERAL ANEEL
VISTO



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

**TERCEIRO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 003/1997-DNAEE**

**CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
ÁREA SUL**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.006111/2007-08

**TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 003/1997-DNAEE -
ÁREA SUL, QUE CELEBRAM A UNIÃO E CEMIG
DISTRIBUIÇÃO S.A.**

A **UNIÃO**, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "V", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, **NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA**, portador do CREA nº 3.818/D-CREA/DF e do CPF nº 443.875.207-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, doravante designada apenas **ANEEL**, e a **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200 - Bairro Santo Agostinho, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.981.180/0001-16, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente **DJALMA BASTOS DE MORAIS**, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização **FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO** portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente **CONCESSIONÁRIA**, com **INTERVENIÊNCIA E ANUÊNCIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**, doravante designado **ACIONISTA CONTROLADOR**, neste ato representado por seu Diretor-Presidente **DJALMA BASTOS DE MORAIS**, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização **FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO** portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o **TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 003/1997-DNAEE - Área Sul**, celebrado em 10 de julho de 1997, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 003/1997-DNAEE - Área Sul, em 10 de julho de 1997, estabelecida na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA - DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

A Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 003/1997-DNAEE - Área Sul, firmado em 10 de julho de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

"Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira -

Subcláusula Segunda -

Subcláusula Terceira -

I -

II -

Subcláusula Quarta -

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do "Mercado de Referência", que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de

REGULADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Energia Elétrica – PROINFA, Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética
- PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_t + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Onde:

RA:

Receita anual de fornecimento:

Receita anual de suprimento:

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição:

Mercado de Referência:

Período de referência:

IVI:

X:

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição:

Energia Elétrica Comprada:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



VPA₀: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

(ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB₀: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma.

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA₁:

(i)

(ii)

(iii); e

(iv)

Subcláusula Sétima -

Subcláusula Oitava -

Subcláusula Nona -

Subcláusula Décima -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



4


Subcláusula Décima - Primeira -

Subcláusula Décima - Segunda -

Subcláusula Décima - Terceira -

Subcláusula Décima - Quarta -

Subcláusula Décima - Quinta -

Subcláusula Décima - Sexta -

Subcláusula Décima - Sétima -

Subcláusula Décima - Oitava - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 003/1997-DNAEE – Área Sul, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

As alterações efetuadas neste aditivo serão implementadas a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária realizado em 2010, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, preservando-se integralmente os efeitos da disciplina anteriormente vigente.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



5


Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

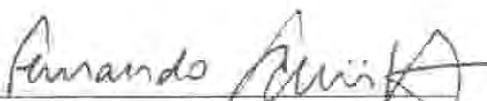
Brasília, 13 de Abril de 2010.

PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL:


NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA
Diretor-Geral

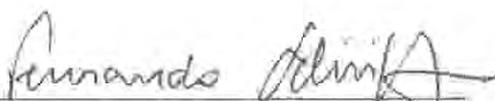
PELA CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente

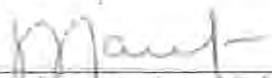

FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

TESTEMUNHAS:


Nome: GILBERTO GOMES LACERDA
CPF: 604.892.386-84


Nome: Jandir Amorim Bastameiro
CPF: 057.353.601-50

PROCURADORIA
FEDERAL ANEEL
VISTO



5
DM

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

**TERCEIRO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 004/1997-ANEEL**

**CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
ÁREA LESTE**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.006111/2007-08

**TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 004/1997-ANEEL-
ÁREA LESTE, QUE CELEBRAM A UNIÃO E
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA, portador do CREA nº 3.818/D-CREA/DF e do CPF nº 443.875.207-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, doravante designada apenas **ANEEL**, e a **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200 - Bairro Santo Agostinho, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.981.180/0001-16, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente **CONCESSIONÁRIA**, com **INTERVENIÊNCIA E ANUÊNCIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**, doravante designado **ACIONISTA CONTROLADOR**, neste ato representado por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o **TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 004/1997-ANEEL - Área Leste**, celebrado em 18 de junho de 1997, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 004/1997-ANEEL - Área Leste, em 18 de junho de 1997, estabelecida na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA - DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

A Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 004/1997-ANEEL - Área Leste, firmado em 18 de junho de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

"Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira -

Subcláusula Segunda -

Subcláusula Terceira -

I -

II -

Subcláusula Quarta -

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do "Mercado de Referência", que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema -

PROCURADORIA FEDERAL ANEEL	
VISTO	



2


ESS; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Onde:

RA:

Receita anual de fornecimento:

Receita anual de suprimento:

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição:

Mercado de Referência:

Período de referência:

IVI:

X:

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição:

Energia Elétrica Comprada:

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



VPA₀: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB₀: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA₁:

(i)

(ii)

(iii); e

(iv)

Subcláusula Sétima -

Subcláusula Oitava -

Subcláusula Nona -

Subcláusula Décima -





Subcláusula Décima - Primeira -

Subcláusula Décima - Segunda -

Subcláusula Décima - Terceira -

Subcláusula Décima - Quarta -

Subcláusula Décima - Quinta -

Subcláusula Décima - Sexta -

Subcláusula Décima - Sétima -

Subcláusula Décima - Oitava - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 004/1997-ANEEL – Área Leste, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

As alterações efetuadas neste aditivo serão implementadas a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária realizado em 2010, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, preservando-se integralmente os efeitos da disciplina anteriormente vigente.

PROCURADORIA FEDERAL ANEEL	
VISTO	



5


Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

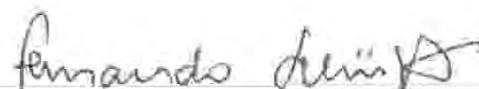
Brasília, 13 de ABRIL de 2010.

PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL:


NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA
Diretor-Geral

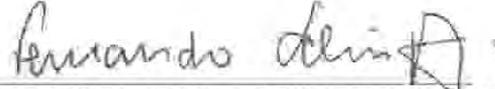
PELA CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

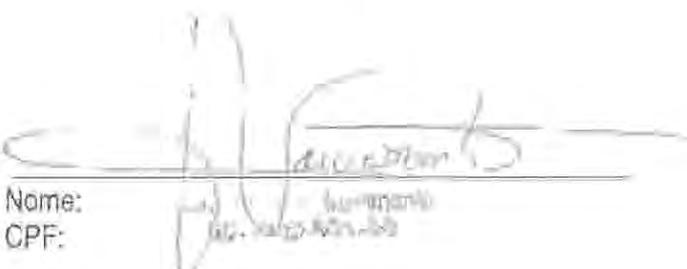
**PELO ACIONISTA CONTROLADOR:
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor-Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

TESTEMUNHAS:


Nome: LUIZ ANTONIO GOMES LACERDA
CPF: 609.992.436-80


Nome: FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
CPF: 609.992.436-80

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO



5


AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

**TERCEIRO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 005/1997-DNAEE**

**CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
ÁREA OESTE**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.006111/2007-08

**TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 005/1997-DNAEE-
ÁREA OESTE, QUE CELEBRAM A UNIÃO E
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**

A **UNIÃO**, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA, portador do CREA nº 3.818/D-CREA/DF e do CPF nº 443.875.207-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, doravante designada apenas **ANEEL**, e a **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200 - Bairro Santo Agostinho, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.981.180/0001-16, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente **CONCESSIONÁRIA**, com **INTERVENIÊNCIA E ANUÊNCIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**, doravante designado **ACIONISTA CONTROLADOR**, neste ato representado por seu Diretor-Presidente DJALMA BASTOS DE MORAIS, portador do RG nº 1G 911214 - Ministério do Exército e do CPF/MF nº 006.633.526-49, e por seu Diretor de Distribuição e Comercialização FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO portador do RG nº M 1.311.632 - SSP/MG e do CPF/MF sob o nº 320.008.396-49, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o **TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 005/1997-DNAEE - Área Oeste**, celebrado em 10 de julho de 1997, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 005/1997-DNAEE - Área Oeste, em 10 de julho de 1997, estabelecida na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA - DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

A Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 005/1997-DNAEE - Área Oeste, firmado em 10 de julho de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

"Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira -

Subcláusula Segunda -

Subcláusula Terceira -

I -

II -

Subcláusula Quarta -

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do "Mercado de Referência", que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída,

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Handwritten initials

ESS; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}_0}$$

Onde:

RA:

Receita anual de fornecimento:

Receita anual de suprimento:

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição:

Mercado de Referência:

Período de referência:

IVI:

X:

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição:

Energia Elétrica Comprada:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL VISTO	
--	---



VPA₀: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB₀: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA₁:

(i)

(ii)

(iii); e

(iv)

Subcláusula Sétima -

Subcláusula Oitava -

Subcláusula Nona -

Subcláusula Décima -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL VISTO	
--	---





Subcláusula Décima - Primeira -

Subcláusula Décima - Segunda -

Subcláusula Décima - Terceira -

Subcláusula Décima - Quarta -

Subcláusula Décima - Quinta -

Subcláusula Décima - Sexta -

Subcláusula Décima - Sétima -

Subcláusula Décima - Oitava - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 005/1997-DNAEE – Área Oeste, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

As alterações efetuadas neste aditivo serão implementadas a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária realizado em 2010, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, preservando-se integralmente os efeitos da disciplina anteriormente vigente.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



6


Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

Brasília, 13 de ABRIL de 2010

PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL:


NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA
Diretor-Geral

PELA CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor- Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG


DJALMA BASTOS DE MORAIS
Diretor- Presidente


FERNANDO HENRIQUE SCHUFFNER NETO
Diretor de Distribuição e Comercialização

TESTEMUNHAS:


Nome: FILIPE GOMES LACERDA
CPF: 069.972.386-84


Nome: CARLOS FINOLDI
CPF: 0.571-59

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO





Resumo do Contrato de Compra e Venda de Ações entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões SA

Em 30 de dezembro de 2009, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("CEMIG") celebrou um contrato de compra e venda de ações ("Contrato de compra e venda AGC") com a Andrade Gutierrez Concessões S.A. ("AGC").

O Contrato de compra e venda AGC refere-se à aquisição de 26.576.149 ações ordinárias de emissão da Light S.A. ("Light"), representando, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light, sendo 25.494.500 ações adquiridas em 25 de março de 2010 e 1.081.649 ações a serem adquiridas até o dia 21 de setembro de 2010.

O preço total dessa aquisição, correspondente aos 13,03% do capital total da Light é de R\$785.000.000,00, equivalente a, aproximadamente, R\$29,54 por ação ordinária. Esse valor será corrigido 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 data do pagamento, após deduzidos os valores dos dividendos e juros sobre o capital próprio eventualmente pagos ou declarados pela Light nesse período. Foram pagos, em 25 de março de 2010, R\$718,518,134.39 (ajustado conforme descrito acima), correspondentes a 12,50% do capital total da Light e até o dia 21 de setembro de 2010 poderão ser pagos mais R\$31.949.492,20 (a ser ajustado conforme descrito acima), correspondentes a 0,53% do capital total da Light,

O Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado com a AGC prevê a cessão das ações adquiridas a uma afiliada da Cemig ou a terceiros.

O Contrato de Compra e Venda de Ações com a AGC contém certas garantias e limites para a Cemig e AGC e várias condições comerciais para fechamento.

Resumo do Contrato de Compra e Venda de Ações entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP

Em 30 de dezembro de 2009, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (“CEMIG”) celebrou um contrato de compra e venda de ações (Contrato de compra e Venda FIP PCP”) com o Fundo de Investimento em Participações PCP (“FIP PCP”). Esse contrato contempla a aquisição de 55,41% das ações detidas indiretamente pelo FIP PCP, acionista controlador da Equatorial Energia S.A. (“Equatorial”), na Light S.A. (“Light”). Essa participação representa 14.728.502 ações ordinárias de emissão da Light, equivalentes a 7,22% do capital social total e votante da Light.

Para consumir esta transação, a Equatorial deverá passar por um processo de cisão para segregar os ativos indiretos da Light para uma nova empresa (“Newco”) a ser constituída e listada no Novo Mercado, o mais alto nível de governança corporativa da BM&F Bovespa. Desta forma, a Newco será detentora das ações da Light pertencentes previamente à Equatorial. Posteriormente a esta cisão e à listagem das ações da Newco no Novo Mercado da BM&F Bovespa, o grupo controlador da Equatorial, FIP PCP, alienará a totalidade de sua participação direta e/ou indireta na Newco a uma sociedade de cujo capital a Cemig participe em proporção não inferior a 20%.

O preço dessa aquisição é de R\$29,54 por ação da Light, o que corresponde a R\$434.968.500,00, referente a 55,41% da participação indireta detida atualmente pelo FIP PCP na Light.

Se os acionistas minoritários da Newco exercerem seus direitos de “tag along” - direito de venda de ações nas mesmas condições do controlador - o valor da operação poderá alcançar até R\$785.000.000,00, valor correspondente ao total de 26.576.149 ações ordinárias de emissão da Light que a Newco irá deter de forma indireta, representando, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light.

A Reorganização Societária da Equatorial deverá ser concluída dentro do prazo máximo de 18 meses a partir da data do Contrato de compra e venda FIP PCP e o preço de aquisição será corrigido nesse período pela Taxa DI-CETIP, desde 1º de dezembro de 2009 até a data do pagamento, e serão deduzidos do valor os valores de dividendos e juros sobre o capital próprio eventualmente pagos ou declarados pela Light nesse período.

O Contrato de compra e venda FIP PCP contém certas garantias e limites para a Cemig e para o FIP PCP. O fechamento das operações está condicionado à aprovação pelos órgãos competentes, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e demais agentes financiadores e debenturistas da Light e de suas controladas, quando for necessária. A data de fechamento da operação será determinada após o atendimento destas condições. As aquisições serão submetidas também à aprovação dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo-se o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no prazo e forma assinalados pela respectiva legislação de regência.

Resumo do Contrato de Opção de Venda de Quotas entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e Enlighted Partners Venture Capital LLC

Em 24 de março de 2010, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (“CEMIG”) celebrou contrato de opção de venda de quotas e outras avenças (“Opção”) com a Enlighted Partners Venture Capital LLC (“Enlighted Partners”), sociedade de responsabilidade limitada de Delaware, Estados Unidos da América, através do qual a CEMIG concede uma opção de venda das ações da LUCE Investment Fund (“LUCE Fund”), com sede em Newark, DE, Estados Unidos da América, que detém 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações, sediado na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, que por sua vez é detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de 26.576.149 ações ordinárias de emissão da Light S.A. (“Light”), representando, aproximadamente, 13,03% do seu capital total e votante.

O preço das quotas do LUCE Fund, caso a Opção seja exercida, é de US\$340.455.675,00, acrescido de juros equivalentes a 11% ao ano desde 1º de dezembro de 2009, deduzidos os valores de dividendos e juros sobre o capital próprio eventualmente pagos ou declarados pela Light a partir de 01/12/2009 até a data do exercício da Opção, caso ocorra. O preço de exercício equivalia a R\$ 588.750.000,00 à taxa de câmbio de 01/12/2009.

A Opção poderá ser exercida a qualquer momento dentro do período compreendido entre o dia 1º de outubro de 2010 e o dia 6 de outubro de 2010 e, caso seja exercida, acarretará a obrigação da Cemig, ou de terceiro por ela indicado, de adquirir a totalidade de quotas do LUCE Fund.

A Opção contém certas condições, garantias e limitações para a Cemig e para a Enlightened Partners. O fechamento dessa operação está condicionado ao atendimento de determinados requisitos contratualmente estabelecidos, bem como à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e, nos casos em que for necessário, dos demais agentes financiadores e debenturistas da Light e de suas controladas.

CERTIFICAÇÃO

Eu, Djalma Bastos de Moraes, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;
2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;
4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:
 - a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;
 - b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e
 - d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras;
5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras junto aos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):
 - a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e
 - b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

/ass./ Djalma Bastos de Moraes

Nome: Djalma Bastos de Moraes
Cargo: Diretor Presidente

Data: 30 de junho de 2010

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação.

CERTIFICAÇÃO

Eu, Luiz Fernando Rolla, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;
2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;
4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:
 - a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;
 - b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e
 - d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras.
5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras junto aos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):
 - a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e
 - b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

/ass./: Luiz Fernando Rolla

Nome: Luiz Fernando Rolla
Cargo: Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores

Data: 30 de junho de 2010

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à Securities and Exchange Commission ou aos seus funcionários, mediante solicitação.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Anexo 13.1

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Djalma Bastos de Moraes, Diretor Presidente da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./ Djalma Bastos de Moraes

Nome: Djalma Bastos de Moraes

Cargo: Diretor Presidente

Data: 30 de junho de 2010

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTES COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Anexo 13.2

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Luiz Fernando Rolla, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./: Luiz Fernando Rolla

Nome: Luiz Fernando Rolla

Cargo: Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores

Data: 30 de junho de 2010

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação.