

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, DC 20549

FORMULÁRIO 20-F

TERMO DE REGISTRO DE ACORDO COM O ART. 12(b) ou (g) DO
SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

OU
RELATÓRIO ANUAL DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(d)
DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001

OU
RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO DE ACORDO COM A SEÇÃO 13
OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

Para o período de transição de _____ a _____

Número de arquivo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

(Denominação exata da Registrante conforme Consta em Seu Estatuto Social)

Energy Company of Minas Gerais
(Tradução para o Inglês da Denominação da Registrante)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de Constituição)

Avenida Barbacena, 1200
30190-131 Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil
(Endereço da sede)

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

Denominação de Cada Classe
**American Depositary Shares (comprovadas
por American Depositary Receipts), cada qual
representando 1.000 Ações Preferenciais**

Nome de Cada Bolsa em que será Registrada
Bolsa de Valores de Nova Iorque

Ações Preferenciais, valor nominal de R\$0,01*

Bolsa de Valores de Nova Iorque *

* Não para fins de negociação, e, sim apenas com relação ao registro de American Depositary Shares de acordo com as exigências da Securities and Exchange Commission.

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 fornecer informações de acordo com o art. 15(d) do Act: **Nenhum**

Indicar o número de ações em circulação de cada classe de capital ou capital ordinário da emitente no encerramento do período coberto pelo relatório anual.

69.495.477.931 Ações Ordinárias

89.436.236.828 Ações Preferenciais

Assinalar se a registrante (1) arquivou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou referente a um período menor em que a registrante estiver obrigada a arquivar tais relatórios) e (2) está sujeita a tais exigências de arquivamentos durante os 90 dias anteriores.

Sim ___ Não

Assinalar que item da demonstração financeira a registrante optou por seguir.

Item 17 ___ Item 18

Índice

	Página
APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS	1
POSIÇÃO DE MERCADO E OUTRAS INFORMAÇÕES	2
INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS	2
Parte I	4
Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores	4
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	4
Item 3. Informações Chave	4
Item 4. Informações sobre a Companhia	25
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	52
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados	74
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	82
Item 8. Informações Financeiras	84
Item 9. A Oferta e a Listagem	90
Item 10. Informações Adicionais	94
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado	114
Item 12. Descrição de Valores Mobiliários Exceto Ações do Capital	117
PARTE II	117
Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos	117
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos	117
Item 15. Controles e Procedimentos	117
Item 16. [Reservado]	117
PARTE III	117
Item 17. Demonstrações Financeiras	117
Item 18. Demonstrações Financeiras	117
Item 19. Anexos	117
ASSINATURAS	119
CERTIFICADOS	120
ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS	122
GLOSSÁRIO TÉCNICO	125
ANEXO A O Setor Elétrico Brasileiro	1

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

No presente relatório anual na forma do Formulário 20-F, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, uma sociedade de economia mista constituída e existente, com responsabilidade limitada, nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil, será denominada “CEMIG,” “nós” ou “Companhia”. As referências neste relatório anual a “real”, “reais” ou “R\$” dizem respeito a reais (plural) e real (singular), a moeda oficial do Brasil, e as referências a “dólares dos Estados Unidos”, “dólares” ou “US\$” dizem respeito a dólares dos Estados Unidos da América.

Mantemos nossos livros e registros em reais. Elaboramos nossas demonstrações financeiras em conformidade com princípios contábeis estabelecidos, principalmente, pela Lei N.º 6.404 de 15 de dezembro de 1976, Lei N.º 9.457, de 5 de maio de 1997 e Lei N.º 10.303, de 31 de outubro de 2001, as quais nos referimos, em conjunto, como a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Para fins do presente relatório anual, apresentamos, e em futuros relatórios a serem arquivados junto à *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos, ou Comissão, pretendemos apresentar nossas demonstrações financeiras consolidadas e demais informações financeiras em reais em conformidade com princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou GAAP Norte-americanos. Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e as correspondentes demonstrações de resultados consolidadas, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999 em reais, tudo em conformidade com os princípios contábeis norte-americanos. Nossas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e para cada um dos três anos no período encerrado em 31 de dezembro de 2001 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu.

Ressalvadas as afirmações em contrário, todas as informações financeiras incluídas neste relatório anual referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 1997 e períodos anteriores reconhecem certos efeitos da inflação, sendo corrigidas em reais de poder aquisitivo constante de 31 de dezembro de 1997. Utilizamos o IGP-DI (Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna) para elaborar informações financeiras de 1997. A partir de 1º de janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia altamente inflacionária nos termos dos princípios contábeis norte-americanos e não mais corrigimos monetariamente informações financeiras de forma a refletirem os efeitos da inflação desde essa data. Por conseguinte, em relação a períodos e datas subseqüentes, nossas demonstrações financeiras e outros dados financeiros são apresentados em reais nominais, não refletem os efeitos da inflação. Vide “Item 3. Informações Chave - Dados Financeiros Consolidados Seleccionados” e nota explicativa 2 (b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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\$2,3120 para US\$1,00, a taxa para compra ao meio-dia vigente na Cidade de Nova Iorque para transferências eletrônicas em reais certificadas, para fins alfandegários pelo Federal Reserve Bank de Nova Iorque, ou a taxa para compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2001. No entanto, o real experimentou alta volatilidade e sofreu uma queda brusca contra o dólar dos Estados Unidos desde essa data. Vide “Item 3. Informações Chave - Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos possam ser convertidos em reais, ou que os reais possam ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E OUTRAS INFORMAÇÕES

As informações apresentadas neste relatório anual relativas à nossa posição de mercado, ressalvadas as indicações em contrário, referem-se ao período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2001 e têm como base, ou são obtidas de relatórios elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. O “Índice de Termos Definidos” a partir da página 122 relaciona esses termos e em que seção são definidos. 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. Esses e certos outros termos técnicos encontram-se definidos no “Glossário Técnico” na página 125.

As referências contidas no presente relatório anual a “ações ordinárias” e “ações preferenciais” constituem referência a nossas ações ordinárias e nossas ações preferenciais, respectivamente. As referências a “American Depositary Shares” ou “ADSs” constituem referência a American Depositary Shares, cada qual representando 1.000 ações preferenciais. Os ADSs são evidenciados por American Depositary Receipts, ou ADRs, emitidos de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito celebrado em 10 de agosto de 2001 entre a Companhia e o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares de ADSs comprovados por ADRs emitidos de acordo com esse instrumento.

INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente relatório anual inclui declarações prospectivas, principalmente no “Item 3. Informações Chave,” inclusive “Fatores de Risco,” “Item 4. Informações sobre a Companhia”, “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado”. Baseamos estas declarações prospectivas em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações prospectivas estão sujeitas a riscos, incertezas e pressuposições, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, Brasil e estado de Minas Gerais, Brasil, ou Minas Gerais;
- inflação e variações das taxas de câmbio;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas relativas a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento;
- a possibilidade de que receberemos pagamento relacionados às contas a receber;
- tendências no setor de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil e Minas Gerais;
- alterações dos índices pluviométricos e de água nos reservatórios utilizados para administrarem nossas usinas de geração de energia hidrelétrica;
- nossos programas de investimentos para aquisição de imobilizado;
- nossa capacidade de atender nossos consumidores de forma satisfatória;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de eletricidade, uso de eletricidade, concorrência em nossa área de concessão e outras questões;

- políticas ora e doravante existentes do governo federal do Brasil, o 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 na Companhia e os planos do Governo Estadual quanto à expansão futura da geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no “Item 3. Informações Chave- Fatores de Risco”.

As declarações prospectivas mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como os 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;
- aumentar os custos de projetos; e
- resultar na falta de operação ou geração de receita das instalações de acordo com nossas expectativas.

As palavras “acreditam,” “poderá,” palavras que importem o tempo futuro, “estimativa,” “continuam,” “prevê,” “pretende,” “espera” e palavras similares destinam-se a identificar declarações prospectivas. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações prospectivas em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, circunstâncias e acontecimentos prospectivos tratados no presente relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos efetivos resultados e desempenho podem diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

Nem nossos auditores independentes, nem quaisquer outros contadores independentes compilaram, analisaram ou realizaram quaisquer procedimentos em relação às informações prospectivas incluídas neste relatório, nem expressaram qualquer parecer ou qualquer outra forma de garantia de tais informações ou de sua viabilidade, e não assumem qualquer responsabilidade por, e renunciam ao direito de qualquer associação a, tais informações financeiras prospectivas.

Parte I

Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Chave

Nossos Auditores Independentes

Em 1º de junho de 2002, os sócios e empregados da Arthur Andersen S/C, nossos antigos auditores independentes, juntaram-se à Deloitte Touche Tohmatsu. O relatório da auditoria das demonstrações financeiras da CEMIG de 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999, e para o período de três anos no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, incluído neste relatório anual, foi elaborado pela Deloitte Touche Tohmatsu.

Dados Financeiros Consolidados Seleccionados

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas seleccionadas em princípios contábeis norte-americanos nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados. V.Sa. deverá ler as informações seguintes em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas, inclusive suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual, e com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Os dados financeiros seleccionados de 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999, e para cada um dos três exercícios para o encerrado em 31 de dezembro de 2001, derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e suas respectivas notas explicativas incluídas neste relatório anual. Os dados financeiros seleccionados de 31 de dezembro de 1998 e para o exercício então encerrado derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas explicativas que não estão incluídas neste relatório anual. Os dados financeiros seleccionados de 31 de dezembro de 1997 e dos exercícios encerrados nas referidas datas são apresentados em bases não auditadas.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo destinam-se à conveniência de V.Sa. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de R\$2,3120 para US\$1,00, a taxa para compra ao meio-dia de 31 de dezembro de 2001. O *real*, no entanto, perdeu uma parte significativa de seu valor desde essa data em comparação ao dólar dos Estados Unidos. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos possam ser convertidos em reais, ou que reais possam ser convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa acima ou a qualquer outra taxa. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 21 de março de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,4250 para US\$1,00. Vide “- Taxas de Câmbio”.

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2001	2001	2000	1999	1998⁽⁴⁾	1997⁽¹⁾
(US\$) ⁽²⁾⁽³⁾	(milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)					
Dados da Demonstração do Resultado:						
Receita operacional Líquida						
Vendas de eletricidade a consumidores finais		4.587	4.478	3.678	3.159	2.805
Reajuste da tarifa extraordinária regulatória ⁽⁴⁾	341	789	-	-	-	-
Vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia	224	517	145	63	132	115
Uso da rede básica de transmissão	66	154	139	71	2	-
Outras receitas operacionais.....	65	150	124	93	61	60
Imposto sobre a receita	(515)	(1.191)	(1.130)	(933)	(767)	(579)
Total da receita operacional líquida	2.165	5.006	3.756	2.972	2.587	2.401
Custos e despesas operacionais						
Eletricidade comprada para revenda.	(828)	(1.914)	(819)	(727)	(481)	(447)
Gás natural comprado para revenda.....	(36)	(84)	(60)	(36)	(20)	(17)
Uso da rede básica de transmissão	(109)	(251)	(243)	(151)	(71)	(70)
Depreciação e amortização.....	(277)	(641)	(583)	(555)	(441)	(410)
Pessoal.....	(230)	(531)	(466)	(391)	(408)	(548)
Encargos regulatórios.....	(182)	(420)	(433)	(258)	(206)	(195)
Serviços prestados por terceiros	(93)	(216)	(195)	(153)	(126)	(145)
Benefícios pós-aposentadoria do Empregado	(127)	(293)	(238)	(193)	(475)	(199)
Materiais e suprimentos	(31)	(71)	(71)	(59)	(45)	(43)
Outros.....	(118)	(274)	(208)	(290)	(133)	(145)
Provisão para perda sobre a conta a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	(326)	(754)	-	-	-	-
Total dos custos e despesas operacionais	(2.421)	(5.599)	(3.316)	(2.813)	(2.406)	(2.219)
Lucro (prejuízo) operacional.....	(256)	(593)	440	159	181	182
Receita (despesa) financeira líquida.....	(21)	(48)	(42)	(295)	(40)	35
(Prejuízo) lucro antes de imposto de renda	(277)	(641)	398	(136)	141	217
Benefício (despesa) de imposto de renda.	(34)	(78)	(32)	114	148	(234)
(Prejuízo) lucro líquido.....	(311)	(719)	366	(22)	289	(17)
Outro lucro (prejuízo) consolidado	88	203	19	(168)	1	(154)
(Prejuízo) lucro global	(223)	(516)	385	(190)	290	(171)
(Prejuízo) lucro básico e diluído						
Por mil ações ordinárias	(1,96)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)
Por mil ações preferenciais	(1,96)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)
Por ADS	(1,96)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)
Dados do Balanço:						
Ativo						
Ativo circulante.....	700	1.618	1.015	768	593	786
Ativo imobilizado líquido (em serviço)	4.033	9.325	9.705	9.503	9.822	8.733
Construção em andamento	223	516	592	1.032	904	1.964

Ativos regulatórios diferidos – longo prazo	538	1.245	-	-	-	-
Conta a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	195	451	953	809	684	649
Outros ativos	327	755	466	1.016	858	796
Total do ativo	6.016	13.910	12.731	13.128	12.861	12.928
Passivo						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	137	317	453	337	160	148
Outros passivos circulantes	675	1.561	1.042	1.125	781	1.047
Dívida de longo prazo	870	2.011	1.070	1.039	981	941
Benefícios pós-aposentadoria a empregados	704	1.627	1.803	1.734	1.434	1.322
Patrimônio líquido	3.263	7.543	8.162	7.964	8.509	8.729
Outros Dados:						
Ações em circulação (por mil ações)						
Ordinárias	-	69.495.478	69.495.478	69.495.478	69.495.478	56.788.022
Preferenciais.....	-	89.436.237	89.436.237	89.436.237	89.436.237	73.070.160
Dividendos por mil ações						
Ordinárias.....	0,28	0,65	1,18	2,23	3,21	1,84
Preferenciais.....	0,28	0,65	1,18	2,23	3,21	1,84
Dividendos por ADS						
Preferenciais..... ⁽⁵⁾	0,28	0,65	1,18	2,23	3,21	1,84
Dividendos por mil ações ⁽⁵⁾						
Ordinárias	-	0,28	0,60	1,23	2,66	1,65
Preferenciais	-	0,28	0,60	1,23	2,66	1,65
Dividendos por ADS ⁽⁵⁾						
Preferenciais	-	0,28	0,60	1,23	2,66	1,65

(1) As informações relativas a esse exercício são apresentadas em bases não auditadas.

(2) Para fins desta tabela, US\$1,00 é igual a R\$2,3120, à taxa para compra ao meio-dia de 31 de dezembro de 2001. Vide “_ Taxas de Câmbio”.

(3) Em milhões, exceto dados por ação/ADS.

(4) Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas

(5) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa para compra ao meio-dia do Federal Reserve Bank de Nova Iorque em vigor quando da declaração do dividendo.

Taxas de Câmbio

Existem dois mercados de câmbio oficiais no Brasil - o mercado de câmbio de taxa comercial, ou mercado comercial, e o mercado de câmbio de taxa flutuante, o mercado flutuante. Embora o Governo Federal tenha recentemente unificado os limites operacionais aplicáveis a ambos os mercados, cada mercado continua tendo sua própria regulamentação. O mercado comercial é reservado principalmente a operações de comércio exterior e operações que em geral requerem aprovação prévia das autoridades monetárias brasileiras, tais como compra e venda de investimentos registrados por estrangeiros e as respectivas remessas de recursos ao exterior. As compras e vendas de moeda estrangeira no mercado comercial podem ser efetuadas somente por instituição financeira do Brasil autorizada a comprar e vender moeda nesse mercado. A taxa do mercado flutuante é a taxa vigente para venda do real em relação ao dólar dos Estados Unidos divulgada pelo Banco Central do Brasil, ou Banco Central, e aplica-se a transações não cobertas pelo mercado comercial. Anteriormente à introdução do real, em 1994, a taxa do mercado comercial e a taxa do mercado flutuante diferiram significativamente por vezes, contudo, as duas taxas não diferiram significativamente desde então. Porém, não há garantia de que não haverá diferenças significativas entre as duas taxas no futuro. Embora a taxa do mercado comercial e a taxa do mercado flutuante sejam negociadas livremente, elas podem ser influenciadas por uma intervenção do Banco Central.

Anteriormente, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio *real*/dólar dos Estados Unidos flutuou. Desde 15 de janeiro de 1999, o real flutua livremente. Durante o ano de 1999, o real experimentou uma alta volatilidade e sofreu uma queda brusca contra o dólar dos Estados Unidos. Durante o ano de 2000 e 2001, o real continuou a cair contra o dólar dos Estados Unidos. Recentemente, o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001 e considerações relativas às recentes eleições no Brasil fizeram com que o real perdesse uma significativa porcentagem de seu valor medido contra o dólar dos Estados Unidos. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 21 de março de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,4250 para US\$1,00. Sob o atual sistema de câmbio de conversibilidade flutuante livre, o real poderá sofrer desvalorização significativa adicional ou valorizar contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, a taxa para compra ao meio-dia mínima, máxima, média e do fim do período para reais, expressas em reais para US\$1,00.

Mês	Reais para US\$1,00			
	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
Janeiro de 2002	2,2930	2,4440	2,3799	2,4090
Fevereiro de 2002	2,3610	2,4656	2,4242	2,3610
Março de 2002	2,3250	2,3650	2,3450	2,3260
Abril de 2002	2,2730	2,3750	2,3227	2,3600
Maio de 2002	2,3610	2,5380	2,4753	2,5220
Junho de 2002	2,5500	2,8710	2,7144	2,8300
Julho de 2002	2,8215	3,4850	2,9414	3,4850
Agosto de 2002	2,9245	3,2700	3,1082	3,0030
Setembro de 2002	3,1020	3,8350	3,3548	3,8030
Outubro de 2002	3,5810	3,9450	3,7966	3,6240
Novembro de 2002.....	3,5130	3,7050	3,5924	3,6710
Dezembro de 2002	3,4390	3,7950	3,6268	3,5400
Janeiro de 2003	3,2650	3,6590	3,4375	3,5130
Fevereiro de 2003	3,5350	3,6640	3,5955	3,5650
Março de 2003 (até 21 de março de 2003)	3,3880	3,5700	3,4861	3,4250

Exercício findo em 31 de dezembro	Reais para US\$1,00			Fim do Período
	Mínima	Máxima	Média	
1997	1,0394	1,1166	1,0779	1,1165
1998	1,1160	1,2090	1,1605	1,2085
1999	1,2074	2,2000	1,8207	1,8090
2000	1,7230	1,9840	1,8301	1,9510
2001	1,9380	2,7880	2,3527	2,3120
2002	2.2730	3.9450	2.9235	3.5400

Fonte: Federal Reserve de Nova Iorque

As flutuações de taxa de câmbio poderão afetar os valores em dólares dos Estados Unidos recebidos pelos detentores de ADSs. Efetuaremos todas as distribuições relativas às ações preferenciais em reais, devendo o depositário converter essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs. As flutuações de taxa de câmbio poderão também afetar o contravalor em dólar dos Estados Unidos do preço em reais das ações preferenciais nas bolsas de valores brasileiras nas quais elas forem negociadas. As flutuações de taxa de câmbio poderão afetar, ademais, nossos resultados das operações. Vide “- Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil - Instabilidade da taxa de câmbio poderá prejudicar nossa situação financeira e resultados das operações”.

Fatores de Risco

Riscos Atinentes à CEMIG

Somos controlados pelo Governo Estadual

Somos controlados pelo Governo Estadual que detém 51% de nossas ações ordinárias em circulação. Embora o Governo Estadual detenha o controle de nossa companhia, o Governo Estadual não adotou quaisquer leis que afetem diretamente nossas operações. No entanto, o Governo Estadual tem direito de votar a maioria de nossas ações ordinárias votante, que atualmente incluem o direito de:

- eleger nossos conselheiros; e
- determinar o resultado de qualquer deliberação que requeira a aprovação dos acionistas, inclusive operações com partes relacionadas, reorganizações e época e pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Nossas operações têm e continuarão a ter um impacto importante no desenvolvimento dos negócios, da indústria e condições sociais de Minas Gerais. O Governo Estadual nos orientou e pode vir a nos orientar no futuro, para desenvolvermos certas atividades e realizar certos dispêndios voltados principalmente para a promoção de metas sociais, políticas e econômicas do Governo Estadual e não necessariamente visando o lucro. Na hipótese de o Governo Estadual adotar, em relação à Companhia, políticas, objetivos ou orientações estratégicas das quais V.Sa. discorda, V.Sa. e outros acionistas não terão direito de voto para obstruir esses atos e políticas.

Ademais, embora existam salvaguardas constitucionais relativas às relações entre o Governo Estadual e o Governo Federal, não se pode garantir que o Governo Federal não tomará medidas administrativas, legislativas ou de qualquer outra ordem que possam provocar um impacto adverso no Governo Estadual e, conseqüentemente, nossos resultados operacionais.

O controle efetivo da CEMIG é objeto de contestação em juízo.

Em função da compra, em 1997, de aproximadamente 33% de nossas ações ordinárias pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, um empreendimento conjunto, o Governo Estadual celebrou um acordo de acionistas com a Southern, a ela conferindo o controle sobre certas decisões societárias importantes. Em 1999, o Governo Estadual impetrou ação pleiteando anular o acordo de acionistas com fundamento em princípios constitucionais. Em agosto de 2001, depois de várias decisões e apelações, um tribunal de primeira instância recentemente proferiu sentença segundo a qual o acordo de acionistas é nulo de pleno direito. No entanto, essa decisão está sendo objeto de recurso a um tribunal de instância superior e portanto, o controle efetivo da CEMIG permanece sujeito a contestação em juízo. Ademais, a Southern poderia contestar retroativamente a legitimidade de certas decisões tomadas pelo nosso Conselho de Administração durante a pendência desses processos. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Acordo de Acionistas” e “Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Acordo de Acionistas datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern”.

As dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio

Historicamente, temos sido uma concessionária de energia elétrica verticalmente integrada, combinando operações de geração, transmissão e distribuição numa única empresa operacional. Porém, os contratos de concessão por nós assinados em 1997 com o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica ou DNAEE, antecessor da ANEEL, a agência que regulamenta o setor elétrico, exigem que a Companhia, assim como outras companhias de energia elétrica verticalmente integradas do Brasil, separem suas operações de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais distintas. De acordo com esses contratos de concessão, constituiríamos essas três unidades formando três subsidiárias separadas, cada uma delas uma subsidiária integral da CEMIG e cada uma delas conduziria as operações anteriormente integradas de geração, transmissão e distribuição. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização”. Nos termos da nova estrutura, cada subsidiária operacional estaria obrigada a operar independentemente e com observância de regulamentos sobre tarifas, serviço, rede e demais regulamentos aplicáveis à sua unidade de negócio em particular. Tendo em vista que somos uma empresa controlada pelo estado, exige-se uma legislação estatal específica, além da aprovação do acionista, para podermos constituir tais novas subsidiárias.

Não podemos prever o efeito dessa reorganização sobre nosso negócio. Embora acreditemos que a separação de nosso negócio de energia elétrica em três subsidiárias separadas nos possibilitariam incrementar estratégias e eficiências operacionais, neste momento não podemos estimar o impacto da reestruturação sobre nossa situação financeira e resultados das operações. Em particular, a observância, por cada subsidiária, de regulamentos sobre tarifas de mercado específicas, sobre impostos e demais regulamentos, e os efeitos da concorrência sobre o respectivo segmento de mercado de cada subsidiária poderão causar impacto adverso sobre nossos resultados das operações de formas que somos incapazes de prever. Por exemplo, acreditamos que os impostos sobre o lucro devidos por unidades de geração e distribuição poderão resultar, em bases consolidadas, em impostos sobre o lucro maiores do que os que pagamos atualmente como companhia elétrica integrada.

Em 2001, a ANEEL impôs uma multa de R\$4 milhões contra nós porque não cumparamos com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. Uma vez que a reestruturação exige a aprovação de nossos acionistas e uma legislação específica do Governo Estadual, acreditamos que não deveríamos ser responsáveis por qualquer descumprimento relativo às exigências de reestruturação e, por essa razão, solicitamos formalmente à ANEEL uma prorrogação de 12 meses para o prazo final da desverticalização. Em 20 de setembro de 2001, a ANEEL concedeu à Companhia uma prorrogação até 21 de setembro de 2002 para conclusão da desverticalização, e em 31 de outubro de 2001, a ANEEL cancelou a multa anteriormente imposta. Não concluímos o processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002, por essa razão, em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,5

milhões contra nós. Contudo, pelos motivos acima estabelecidos, acreditamos que não deveríamos ser considerados responsáveis por qualquer não cumprimento das exigências de reestruturação e, por esse motivo, em 28 de novembro de 2002, apresentamos recurso contra a multa imposta pela ANEEL. Pelo mesmo motivo, não registramos qualquer reserva para essa multa. No entanto, a Companhia poderá estar sujeita a pagar essa multa assim como multas ou penalidades adicionais impostas pela ANEEL, que poderão prejudicar os nossos resultados das operações.

Não obstante as informações dos parágrafos precedentes, em virtude de declarações públicas recentes do Governo Federal, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Se as exigências de reestruturação forem eliminadas, solicitaríamos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para excluir as cláusulas de reestruturação e rescindiríamos nossos planos de reestruturação. No entanto, nenhuma garantia poderá ser dada de que o Governo Federal modificará dessa forma a estrutura regulatória do setor de energia ou de que nós não estaríamos mais obrigados a reestruturar nossas operações.

Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos

Dedicamo-nos atualmente à construção de novas usinas hidrelétricas e à avaliação de outros projetos de expansão em potencial. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo ou de determinado orçamento está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- poderemos defrontarmo-nos 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; e
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nossos projetos de expansão.

Se enfrentarmos esses ou outros problemas relacionados à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição de energia, nossa capacidade de vender energia elétrica em valores comparados às nossas projeções poderão ser prejudicadas e poderemos estar expostos a custos adicionais. Dessa forma, podemos deixar de produzir as receitas antecipadas em relação a tais projetos de expansão.

Poderemos ser prejudicados pela imposição e execução de Regulamentos Ambientais mais rigorosos que nos exigiria dispêndio de recursos adicionais

Estamos sujeitos a Regulamentos Ambientais rigorosos. Alterações de Regulamentos Ambientais, ou modificações na política de execução de Regulamentos Ambientais existente, poderiam nos prejudicar. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Matérias Ambientais” e o “Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Regulamentações Ambientais” no Anexo A.

Nossas operações são supervisionadas por órgãos governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas de controle ambiental. Esses órgãos poderiam tomar medidas em relação à inobservância, por nossa parte, de seus regulamentos. Essas medidas poderiam incluir a imposição de multas e revogação de licenças e concessões. Embora as alterações de leis e regulamentos brasileiros sejam aplicáveis apenas a partir da data da respectiva vigência nos termos da lei brasileira, é possível que os órgãos governamentais pertinentes venham a impor regulamentos adicionais ou busquem interpretação mais rigorosa de regulamentos existentes, o que nos obrigaria a despender recursos adicionais em questões ambientais.

A lei brasileira poderá permitir pedidos de indenização contra nossos acionistas por danos causados por nós ao meio ambiente

A lei federal brasileira N.º 9.605 de 12 de fevereiro de 1998 estabelece que poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente. Não há garantia de que, no caso de pedidos de indenização por danos ambientais em conformidade com aludida lei, as responsabilidades não seriam impostas a nossos acionistas. Embora não tenhamos ciência de qualquer oposição exitosa de pedidos de indenização contra acionistas nos termos dessa lei, não podemos assegurar que tal fato não ocorrerá.

Atualmente operamos sem apólices de seguros

Nossas apólices de seguros que cobriam danos causados a nossas usinas por incêndio e contra riscos, tais como falhas do equipamento, expiraram em 31 de dezembro de 2001. Estamos atualmente em processo de solicitação de licitação de seguradoras para a emissão de novas apólices de seguros para a cobertura desses riscos. Também não possuímos seguros gerais de responsabilidade contra terceiros para a cobertura de acidentes e não incluímos esse tipo de seguro em nossos pedidos de licitação. No entanto, poderemos contratar esse tipo de seguro no futuro. Além disso, não iniciamos processo licitatório, nem possuímos, coberturas de seguro contra catástrofes de grande proporção que afetem nossas usinas, tais como terremotos e inundações, risco de interrupção das atividades ou falhas do sistema operacional.

Embora não tenhamos sofrido nenhuma perda significativa em decorrência dos riscos acima mencionados, no caso de sofrermos perdas ou outros passivos relacionados a tais riscos antes da obtenção das respectivas apólices de seguros, poderemos incorrer custos significativos. Além disso, mesmo após obtermos as apólices de seguro contra incêndio e riscos operacionais, poderemos incorrer custos não previstos relacionados a passivos que não estão cobertos por tais apólices, incluindo danos emergentes sofridos por nossos consumidores decorrentes da interrupção na distribuição de energia ou passivo que exceda os limites de nossa cobertura de seguro. Esses eventos poderiam prejudicar de forma relevante nossa situação financeira e os resultados das operações. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Seguro”.

Podemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis significativos do Governo Estadual

Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil tinham como garantida uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade a consumidores, as tarifas cobradas de usuários eram iguais em todo o país e os lucros de concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras concessionárias menos rentáveis, portanto, a taxa de retorno de todas as companhias seria igual à média nacional. O déficit apresentado pela maioria das concessionárias de eletricidade no Brasil foi contabilizado em cada conta especial denominada Conta CRC de cada companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, concessionárias com saldo positivo tiveram a permissão para compensar tais saldos contra seus prejuízos para com o Governo Federal.

Após a realização da compensação de nossas contas a pagar e dívidas qualificadas para com o Governo Federal contra nosso saldo da Conta CRC, em maio de 1995, celebramos um contrato com o Governo Estadual visando transferir a obrigação de pagar o saldo de nossa Conta CRC do Governo Federal ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual pagável em parcelas mensais acrescidas de juros. O contrato referente à essa transferência, denominado Contrato da Conta CRC, exige que o Governo Estadual efetue pagamentos mensais à nossa empresa ao longo de vinte anos, com um período de carência inicial de três anos no que toca a pagamentos de juros e principal. Os juros incidentes sobre o valor devido nos termos do Contrato de Cessão da CRC rendem uma taxa de 6% ao ano, mais correção monetária. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995, sendo capitalizados os juros diferidos durante o período de carência inicial de três anos.

O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento para nós conforme os termos do Contrato da Conta CRC, nem em 2001, nem em 2002, e não efetuou quaisquer pagamentos até esta data em 2003. A fim de elaborar o acordo desses valores pendentes, realizamos negociações extensivas com o Governo Estadual. Até esta data, essas negociações resultaram na assinatura de duas alterações do Contrato da Conta CRC. Essas alterações dividiram os valores devidos em aberto em duas partes.

Uma alteração reestrutura valores vencidos com datas originais vencidas de abril até dezembro de 1999, e de março de 2000 até dezembro de 2002. Podemos compensar os valores devidos nos termos dessa alteração, que totalizavam R\$451 milhões em 31 de dezembro de 2001, com os pagamentos de dividendos e juros sobre o capital que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual, nosso acionista.

A outra alteração cobre parcelas previstas no Contrato da Conta CRC originalmente devidas de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando aproximadamente R\$754 milhões em 31 de dezembro de 2001. Uma vez que essa alteração não inclui quaisquer garantias que assegurariam a realização dos valores devidos de acordo com seus respectivos termos, registramos uma provisão de perdas no valor de aproximadamente R\$754 milhões em 31 de dezembro de 2001. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras. Cada uma das alterações do Contrato da Conta CRC está descrita em maiores detalhes em “Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

Continuamos a negociar com o Governo Estadual e com o Governo Federal em relação aos recebíveis devidos conforme previsto no Contrato da Conta CRC, no entanto, em virtude da história do Governo Estadual de não efetuar os pagamentos nos termos de tal obrigação, nenhuma garantia poderá ser dada de que o pagamento de qualquer prestação de acordo com esse contrato será efetuado no vencimento ou se será efetuado. Ademais, não podemos assegurar que provisões de perdas adicionais relativas a esse recebível não serão registradas em períodos futuros.

Número relativamente pequeno de consumidores responde por parcela desproporcional das receitas de nossa empresa

A maior parte da energia que vendemos é comprada por grandes consumidores industriais. Nossos consumidores industriais são dedicados à siderurgia, metais não ferrosos, ferroligas, mineração, cimento e indústrias automotivas. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, nossos dez maiores clientes industriais responderam por aproximadamente 12% de nossas receitas e cerca de 24% do volume total de eletricidade vendida por nossa empresa. Nossos consumidores industriais, no total, responderam no período encerrado em 31 de dezembro de 2001, por aproximadamente 60% do nosso volume total de vendas de energia elétrica e 40% de nossas receitas. Para maiores informações sobre nossos consumidores, vide “Item 4 - Informações sobre a Companhia – Consumidores e Faturamento – Base de clientes”.

Embora tenhamos contratos de longo prazo com substancialmente todos os nossos principais consumidores, qualquer perturbação nos relacionamentos existentes com consumidores poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais. Por exemplo, é possível que um número de nossos grandes consumidores industriais possa tornar-se auto-produtor de energia, ou APEs, a fim de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio. Em abril de 2002, nossos grandes consumidores industriais tornaram-se APEs. Vide Item 4 – “Informações sobre a Companhia – Clientes e Faturamento”. Além disso, quando esses contratos de consumidores celebrados com nossa companhia expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil permitirá que esses consumidores contratem outras concessionárias de energia elétrica ou diretamente de geradores desde que tais consumidores possam ser classificados como consumidores livres (consumidores esses que têm uma demanda igual ou superior a 3MW de eletricidade a níveis de voltagem igual ou superior a 69kV).

A outorga de certas concessões a nossos grandes consumidores industriais e a capacidade de nossos grandes consumidores industriais de contratar concessionárias poderia prejudicar de maneira

relevante nossos resultados operacionais. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A. Ademais, a desaceleração do setor de manufatura poderia reduzir as demandas de energia de alguns de nossos maiores consumidores industriais, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

Nossa receita poderá estar prejudicada em virtude da introdução da concorrência no mercado de energia

A fim de permitir a introdução gradual da concorrência no mercado de energia e para proteger os participantes do mercado da exposição de preços à vista voláteis, a ANEEL implementou, em 1998, um período de transição durante o qual as compras e vendas a prazo de energia no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE, foram efetuadas mediante contratos regulamentados, chamados contratos iniciais, com preços e volumes de tais contratos aprovados pela ANEEL. Este período de transição expira em 2005.

De 2003 até 2005, o volume de eletricidade sujeita a tal regulamentação e permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzido em 25% ao ano. A energia não regulamentada será comprada e vendida por concessionárias de distribuição mediante leilões públicos de acordo com a Lei Federal N.º 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei Federal N.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002 e Decreto N.º 4.562, de 31 de dezembro de 2002. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida mediante leilão público poderá ser comprada ou vendida por meio de contratos de compra de energia com prazos inferiores a 6 meses. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida por meio de leilão público ou mediante os contratos de compra de energia por prazo limitado poderá ser comprada no MAE. Durante esse período, o valor total da energia comprada ou vendida de acordo com leilão público ou mediante contratos de compra de energia por prazo limitado não poderá exceder 5% do mercado de energia elétrica de concessionárias de serviço público em qualquer dado mês.

Os distribuidores de eletricidade também estão obrigados a ter 95% da energia por eles contratada a partes que usam a energia elétrica para suas próprias necessidades, as quais nos referimos como consumidores finais, garantidos pela energia de suas próprias usinas ou por contratos de compra de energia. Embora ainda possamos realizar contratos com afiliadas sem a necessidade de leilão público, precisamos ainda cumprir certas limitações de auto-negociação implementadas pela ANEEL. O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A.

Não podemos garantir que seremos capazes de celebrar contratos de compra de energia suficientes para satisfazer a garantia de 95% relativa à energia que contratamos para consumidores finais. Além disso, não podemos garantir a V.Sa. que os custos associados a quaisquer contratos de compra de energia que estamos obrigados a celebrar serão repassados a nossos consumidores. Em decorrência desse fato, nossa receita poderá estar prejudicada.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessões celebrados com o Governo Federal. A Constituição brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos devem ser concedidas mediante licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal aprovou certas leis e regulamentos, denominados, em conjunto, Lei de Concessões, que rege os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei de Concessões, mediante solicitação da concessionária, as concessões existentes poderão ser renovadas pelo Governo Federal por períodos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento da concessionária, independentemente de sujeição ao processo licitatório, contanto que a concessionária tenha dado atendimento aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, de resto, aceitável ao Governo Federal.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal pela Lei de Concessões no que respeita a renovação de concessões existentes e dada a ausência de precedentes quanto ao exercício pelo Governo Federal de seu poder discricionário e interpretação e aplicação da Lei de Concessões, não podemos lhe garantir que concessões adicionais não serão perdidas ou que concessões não serão renovadas em termos que venham a ser menos favoráveis do que aqueles atualmente em vigor. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – concorrência – Concessões” e “O Setor Elétrico Brasileiro — Matérias Legais e Regulatórias — Concorrência” contido no Anexo A. Ademais, é possível que nossos grandes consumidores industriais que tornarem-se APEs possam obter concessões, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

Nossas concessões podem ser revogadas

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. A ANEEL poderá impor qualquer uma das penalidades a seguir descritas no caso de deixarmos de cumprir qualquer disposição de nossos contratos de concessão:

- multas entre 0,1% a 2,0% de nossas receitas brutas anuais, dependendo da gravidade do não cumprimento;
- suspensão temporária para participar de processos de licitações públicas para a obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações da ANEEL, assim como para realizar contrato com agências governamentais;
- intervenção administrativa; e
- revogação de nossas concessões existentes.

Além disso, um contrato de concessão poderá ser rescindido pela encampação para fins de interesse público. Nesses caso, todos os ativos, direitos e privilégios transferidos à concessionária pelo Governo Federal nos termos do contrato de concessão seriam revertidos ao Governo Federal e o detentor da concessão seria indenizado parcialmente por seus investimentos em tais ativos.

O Governo Federal revogou uma concessão que possuíamos anteriormente relacionada a uma usina de geração porque não iniciamos sua construção dentro do prazo especificado no contrato de concessão. Além disso, em 2 de fevereiro de 2002, uma concessão relacionada à construção e operação da usina hidrelétrica Traira II, que nos foi outorgada inicialmente em novembro de 2001, foi cancelada pela ANEEL tendo em vista que o argumento dessa entidade de que não cumprimos com certas condições para a outorga da concessão.

Não podemos assegurar a V.Sa. de que nossas concessões não serão revogadas, canceladas ou encampadas. A revogação, cancelamento ou encampação de qualquer uma de nossas concessões poderia prejudicar de forma relevante os nossos resultados operacionais e perspectivas comerciais.

Não podemos prever o impacto de um cenário normativo sujeito a mudanças rápidas sobre nossos negócios e resultados operacionais

Nos últimos anos, o Governo Federal adotou políticas que tiveram impacto de longo alcance no setor de energia brasileiro, em especial, no setor de energia elétrica e mercados de energia elétrica. Em um setor que outrora era dominado por companhias de energia com controle na órbita federal e estadual que mantinham poder de fixação de preços naquilo que era, essencialmente, mercados fechados, a ANEEL adotou políticas e regulamentos destinados a estimular a privatização das empresas do setor, abrir a fixação de preços de mercado, separar verticalmente companhias de geração, transmissão e distribuição integradas, e viabilizar a concorrência nos mercados regionais e locais de distribuição onde concessionárias, no passado, operavam em bases de exclusividade em seus mercados de concessão.

Esperamos que uma série de iniciativas regulatórias serão implementadas entre 2003 e 2005. Durante esse período, a desregulamentação progressiva de preços no mercado brasileiro de distribuição (consumidor final no varejo) está sendo introduzida, e distribuidores de eletricidade no varejo serão capazes de concorrer com nossa empresa em nossos mercados de distribuição existentes; fórmulas de retorno sobre o capital serão introduzidas para reger os pedidos de fornecedores de energia de aumento ou alteração de tarifas aplicáveis a consumidores e um mercado de eletricidade nacional agirá como câmara de compensação de compra e venda de energia para companhias de geração que precisem atender necessidades de compra ou vender produção excedente a tarifas determinadas pelo mercado. Além disso, em junho de 2001, o Governo Federal criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico para aliviar os problemas no setor de energia elétrica decorrentes das medidas de racionamento implementadas pelo Governo Federal, assim como em virtude da redução do investimento no setor durante vários anos. Desde a sua criação, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico propôs diversas medidas que têm a finalidade de, entre outras, incrementar as normas aplicáveis ao setor de energia elétrica, aumentar a geração de energia elétrica e facilitar a concorrência. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro” no Anexo A.

Ademais, uma vez que as tarifas de eletricidade estão sujeitas à revisão e aprovação regulatórias, podemos sofrer o impacto das mudanças na aplicação ou interpretação de disposições regulatórias, incluindo, entre outras, mudanças nas determinação, definição ou classificação de custos a serem incluídos como reembolsáveis ou custos transferidos, mudanças na definição ou determinação de custos controláveis ou não controláveis, mudanças no intervalo do aumento das tarifas ou outras mudanças nas determinações regulatórias nos termos de concessões relevantes ou disposições regulatórias estaduais ou federais e/ou falta de empenho dos órgãos regulatórios para tomar as medidas ou reduções necessárias, ou atraso em tomar qualquer medida.

Recentemente, o Governo Federal indicou que pretende alterar certos aspectos da estrutura regulatória do setor de energia a fim de reduzir as tarifas aplicáveis a consumidores finais. Embora nenhum anúncio oficial tenha sido feito, esperamos que um anúncio relacionado a tais alterações possa ser divulgado até junho de 2003. Essas alterações e outras alterações reguladoras poderiam prejudicar de maneira relevante nossa situação financeira, resultados operacionais futuros e perspectivas comerciais. O programa de racionamento de energia obrigatório do Governo Federal, durante 2001, resultou em redução de nossas receitas. No final de 2001, celebramos um contrato com o Governo Federal por meio do qual um reajuste especial de tarifa foi permitido, para permitir o reembolso de nossa perda de receita incorrida durante o período de racionamento. No final de 2001, registramos ativos regulatórios diferidos de R\$259 milhões, uma parte dos quais está computada com base em nossas cobranças antecipadas durante o período inicial de 24 meses desse aumento de tarifa. Se o valor dessas cobranças antecipadas estiverem incorretas, poderemos estar obrigados a assumir um encargo do prejuízo em relação a nossos ativos regulatórios diferidos, encargo esse que também prejudicaria de forma adversa nosso lucro líquido.

Podemos não ser capazes de concluir nosso programa pretendido de dispêndios para aquisição de imobilizado

Planejamos despendar aproximadamente R\$3,3 bilhões durante o período de 2002 a 2005 na construção de novas instalações de energia bem como no acondicionamento e manutenção de usinas de energia e sistemas de transmissão e distribuição existentes. Nossa capacidade para levar a cabo esse programa de dispêndios para aquisição de imobilizado depende de uma gama de fatores, inclusive, nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, nosso acesso a mercados de capital domésticos e internacionais e uma gama de contingências operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos ao regime licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos lhe garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa.

Dificuldade em obter financiamento para nossas exigências de capital pode levar a uma diluição na participação societária

Financiamos nossas exigências de liquidez e de capital, primeiro, com caixa decorrente de operações e, em menor medida, com recursos de financiamentos. Planejamos continuar a financiar nossa liquidez e exigências de capital dessa forma no futuro próximo. No entanto, se sofrermos uma redução no caixa provisionado para operações e/ou incorreremos dívida adicional significativa poderia tornar mais difícil a amortização dessa dívida e, provavelmente, podemos obter capital mediante a emissão de ações adicionais. Embora não tenhamos atualmente a intenção de emitir ações adicionais, qualquer emissão futura de ações adicionais poderia resultar em diluição para os acionistas então existentes.

Poderemos sofrer prejuízos ao defender litígios e arbitragens em andamento.

Atualmente, somos parte em diversos processos relativos a pleitos civis, administrativos, ambientais, fiscais e outras reivindicações instaurados contra a companhia. Essas reivindicações envolvem uma gama significativa de questões e buscam quantias substanciais em dinheiro. Diversas disputas individuais respondem por uma parcela significativa do valor total das reivindicações contra nós. Nossas demonstrações financeiras incluem reservas no total de R\$319 milhões em 31 de dezembro de 2001 para prejuízos e despesas prováveis e estimados que poderemos incorrer relacionados a litígios pendentes. Caso nossas reservas legais forem consideradas insuficientes, o pagamento de reivindicações litigiosas em um valor superior àqueles reservados poderia prejudicar de maneira relevante nossa companhia.

Disputas trabalhistas, greves, interrupções de trabalho poderiam ter um impacto negativo sobre nossas operações.

Substancialmente todos os nossos empregados estão protegidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Estamos defendendo atualmente uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a hora extra e remuneração de adicional de periculosidade. Em 31 de dezembro de 2001, esses empregados buscavam, no total, aproximadamente R\$67,8 milhões em indenização, e, nessa data, possuíamos uma obrigação total de R\$54,2 milhões relacionados a tais reclamações. Somos também réus, junto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ, ou Forluz, a entidade responsável pela administração de nosso fundo de pensão do empregado, em uma reclamação instaurada pelo Sindieletró, a organização que representa os sindicatos de nossos empregados. A Sindieletró afirma que deixamos de realizar aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios em contribuições aos fundos de pensão de nossos empregados. Em 31 de dezembro de 2001, o autor nessa ação exigia R\$527 milhões. Não reservamos qualquer passivo relativo a essa reivindicação potencial porque acreditamos ter uma defesa exitosa. Para informações mais detalhadas sobre este e outros processos trabalhistas, vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Obrigações Trabalhistas e Fundos de Pensão”.

Exceto durante períodos curtos de interrupção de trabalho, não sofremos durante os últimos quatro anos qualquer outra perturbação. Entretanto, nossas operações podem ser interrompidas por uma greve no futuro. Não possuímos seguro contra perdas incorridas em virtude de interrupções das atividades causadas por ação trabalhista. No caso de uma greve, podemos enfrentar uma perda de receita imediata.

Disputas contratuais, greves, litígios e outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou sindicatos trabalhistas que os representem podem prejudicar os resultados financeiros e nossa capacidade de manter os níveis normais de serviço ou, de resto, operar nosso negócio da forma que nossos consumidores esperam.

V.Sa. não será capaz de executar sentenças contra nossos conselheiros ou diretores

Todos os nossos conselheiros e diretores nomeados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os ativos dessas pessoas encontram-se localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível a V.Sa. citar nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil essas pessoas, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa empresa, 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 leis de tais outras jurisdições. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Cíveis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos”.

Riscos Atinentes ao Brasil

A conjuntura política e econômica brasileira poderão ter impacto adverso sobre nosso negócio e sobre o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs

A economia brasileira tem sido caracterizada por ciclos econômicos voláteis e por intervenção freqüente e ocasionalmente drástica do Governo Federal do Brasil. O Governo Federal com freqüência alterou políticas monetárias, fiscais, creditícias, tarifárias e outras políticas com o fim de influenciar o curso da economia do Brasil. Por exemplo, o Governo Federal tem poderes, quando da ocorrência de desequilíbrio sério na balança de pagamentos do Brasil, para impor restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto de seus investimentos no Brasil, bem como restrições à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras.

Alterações rápidas da conjuntura política e econômica brasileira, que já ocorreram e poderão continuar a ocorrer, exigirão que se dê ênfase continuada à avaliação dos riscos associados a nossas atividades e ao correspondente ajuste de nossa estratégia comercial e operacional. Futuras alterações na economia brasileira ou nas políticas do nas políticas do Governo Federal e no Governo Estadual, sobre as quais não temos nenhum controle, poderão prejudicar nossa situação financeira ou resultados das operações e ter impacto sobre o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs.

O presidente do Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, foi eleito em outubro de 2002 e assumiu o cargo em 1º de janeiro de 2003. Não podemos prever as políticas que essa nova administração poderá adotar ou o efeito que essa política poderá representar sobre a situação econômica no Brasil, confiança do investidor nas empresas brasileiras, nossos resultados operacionais e/ou preço das ações preferenciais e ADSs. A nova administração poderá adotar políticas que podem contribuir para a criação de uma conjuntura que pode ser considerada menos favorável aos interesses do comércio e da indústria brasileiros do que a conjuntura do governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso.

As eleições para o Governo Estadual também foram realizadas em outubro de 2002 e uma nova administração do Governo Estadual foi eleita. A nova administração do Governo Estadual poderá também por em prática alterações ou adotar políticas que poderiam minar a confiança do investidor e prejudicar nossos negócios e/ou o preço das ações preferenciais e ADSs.

Conseqüentemente, nosso negócio, situação financeira e resultados das operações poderão ser prejudicados por diversos fatores políticos e econômicos, incluindo os relativos a:

- tarifas de eletricidade;
- controles de preço ou racionamento do consumo de eletricidade;
- subsídios para compra de eletricidade a consumidores finais;
- adoção de medidas visando aumentar a concorrência em áreas de concessão exclusivas;
- controles cambiais;

- flutuações de moeda;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;
- aumentos de nossos encargos tributários de acordo com alterações na política fiscal;
- políticas adotadas pelas novas administrações presidencial e estadual; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que o afetem.

A inflação e certas medidas governamentais para combatê-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e para incremento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro

O Brasil, historicamente, experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação por si só, bem como certas medidas governamentais visando seu combate, tiveram no passado efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira, contribuindo para o incremento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Substancialmente a totalidade de nossas despesas operacionais em moeda corrente é expressa em reais, tendendo a aumentar com a inflação brasileira, visto que o custo de salários e demais despesas operacionais em geral aumentam de acordo com os preços ao consumidor. Inflação alta em regra conduz a taxas de juros domésticas mais elevadas, e, em consequência, nossos custos de dívida denominada em reais são maiores durante períodos de inflação. Ademais, na medida que a taxa de inflação superar os aumentos de tarifa que estamos autorizados a cobrar de nossos consumidores, nossas margens operacionais serão prejudicadas. Por outro lado, se a taxa de inflação no Brasil for mais baixa que a taxa de valorização do dólar dos Estados Unidos e outras moedas estrangeiras frente ao real, nosso custo em termos reais incorrido no pagamento de juros sobre nossa dívida denominada em moeda estrangeira será maior.

Desde a introdução do real em julho de 1994, a taxa de inflação no Brasil tem estado substancialmente abaixo das verificadas em períodos anteriores. A inflação, medida pelo IGP-DI, foi de 26,41% em 2002, 10,4% em 2001, 9,81% em 2000, 19,98% em 1999, 1,70% em 1998 e 7,48% em 1997. Se o Brasil experimentar inflação significativa, nossas despesas operacionais e custos com empréstimo poderão aumentar, nossas margens de lucro poderão diminuir e, se a confiança do investidor arrefecer, o preço das ações preferenciais e ADSs poderá cair. Se a inflação acarretar dificuldades econômicas ou se estas ocorrerem ao mesmo tempo que a inflação, nossas receitas também poderão ser prejudicadas.

A instabilidade de taxa de câmbio poderá prejudicar nossa situação financeira e resultados das operações

Como substancialmente a totalidade de nossas receitas é denominada em reais e temos dívidas e outros passivos denominados em moeda estrangeira, nossos resultados das operações poderão ser prejudicados por qualquer desvalorização do real frente às aludidas moedas estrangeiras, inclusive o dólar dos Estados Unidos. A desvalorização do real poderá produzir perdas cambiais em relação à nossa dívida denominada em moedas estrangeiras. Ademais, qualquer desvalorização poderá resultar em despesas adicionais para compras obrigatórias de eletricidade, expressas em dólares dos Estados Unidos, de Itaipu Binacional, ou Itaipu, a maior usina de energia do mundo desenvolvida em conjunto pelos governos do Brasil e do Paraguai. Vide “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado”.

Anteriormente, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar dos Estados Unidos flutuou. Desde 15 de janeiro de 1999, o real pode flutuar livremente. Ainda não é possível prever se o Banco Central continuará permitindo que o real flutue livremente. Não é possível prever qual o impacto que Companhia poderá sofrer em virtude das políticas cambiais do Governo Federal. Não podemos garantir a V.Sa. que o Governo Federal não imporá o sistema de bandas ou algum outro sistema de controle cambial no futuro.

O real desvalorizou em aproximadamente 18,67% frente ao dólar dos Estados Unidos em 2001, devido aos desenvolvimentos econômicos adversos na Argentina assim como em virtude da redução da entrada de capital após os ataques terroristas de 11 de setembro de 2001 nos Estados Unidos. As desvalorizações do real acarretam pressões inflacionárias adicionais no Brasil que poderão nos prejudicar. Em 2001, o Banco Central anunciou uma série de medidas defensivas, inclusive intervenção no mercado de câmbio estrangeiro, vendendo dólares dos Estados Unidos e comprando reais. Após o anúncio, o real inicialmente subiu frente ao dólar dos Estados Unidos, mas, desde então, tem apresentado flutuações significativas. Em 28 de setembro de 2001, a taxa para compra ao meio-dia era R\$2,6730 para US\$1,00, e em 31 de dezembro de 2001, a taxa para compra ao meio-dia era R\$2,3120 para US\$1,00. Mais recentemente, fatores que incluem o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001 e considerações relativas às recentes eleições no Brasil fizeram com que o real perdesse uma porcentagem significativa de seu valor medido em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 21 de março de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,4250 para US\$1,00. Sob o sistema atual de taxa de câmbio de moeda flutuante, o real poderá sofrer desvalorização adicional ou poderá valorizar em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

As desvalorizações do real poderão gerar pressões inflacionárias que podem prejudicar nossa empresa. Essas desvalorizações podem reduzir nosso acesso a mercados financeiros estrangeiros, podendo requerer intervenção do governo, inclusive políticas governamentais recessivas. Certas medidas governamentais de combate à inflação poderão contribuir de forma significativa para a incerteza econômica no Brasil e para incremento da volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro. As desvalorizações também reduzem o valor em dólares dos Estados Unidos de distribuições e dividendos às ADSs, reduzindo também o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs.

A instabilidade da taxa de juros pode prejudicar de maneira relevante nossa situação financeira e resultados operacionais.

Em 31 de dezembro de 2001, nossos empréstimos e dívidas pendentes representavam aproximadamente R\$2.328 milhões (líquido de contas de garantia de depósito de investimento no total de R\$152 milhões), dos quais, aproximadamente, R\$1.876 milhões rendem juros a taxas flutuantes. Vide “Item 5 – Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital”. As taxas de juros no Brasil têm sido historicamente maiores do que em outros países. Em anos mais recentes, as taxas de juros têm sido utilizadas pelo Governo Federal como uma ferramenta de política fiscal para impedir o crescimento da inflação e controlar a demanda de moeda estrangeira. Eventos econômicos recentes ocorridos no Brasil resultaram em uma intervenção adicional do Governo Federal. Por exemplo, em 18 de julho de 2001, o Banco Central do Brasil elevou a taxa de juros de *benchmark* do Brasil de 18,25% para 19%. Embora o Banco Central tenha aumentado essa taxa, mensalmente, durante cinco meses consecutivos a partir de julho de 2001, o Banco Central reduziu a taxa de juros para 18,75% em 20 de fevereiro de 2002, 18,50% em 20 de março de 2002, e para 18% em 17 de julho de 2002. O Banco Central, no entanto, aumentou a taxa de juros para 21% em 14 de outubro de 2002, para 22% em 20 de novembro de 2002, 25% em 18 de dezembro de 2002, 25,5% em 22 de janeiro de 2003 e para 26,5% em 19 de fevereiro de 2003. Em 21 de março de 2003, a taxa de juros era de 26,50%.

Caso as taxas de juros continuem a aumentar de forma significativa, podemos estar sujeitos a pagamentos de juros materialmente mais altos sobre nossa dívida a pagar em taxa flutuante, que poderá prejudicar nossos resultados operacionais. Vide “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Juros”.

Acontecimentos em outros mercados emergentes poderão prejudicar o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs

O preço de mercado das ações preferenciais e ADSs poderá ser prejudicado por declínios dos mercados financeiros internacionais e das condições econômicas mundiais. O mercado de valores

mobiliários brasileiro é, em graus variáveis, influenciado por condições econômicas e de mercado existentes em outros países de mercado emergente, especialmente os da América Latina. Embora as condições econômicas possam diferir de país para país, as reações dos investidores a acontecimentos verificados num país poderá afetar os mercados de valores mobiliários e os valores mobiliários de emitentes de outros países, inclusive do Brasil. Desde o quarto trimestre de 1997, os mercados financeiros internacionais experimentaram volatilidade significativa e grande número de índices de mercado, incluindo os do Brasil, diminuíram significativamente em consequência da crise econômica asiática, da moratória da dívida russa em 1998 e da desvalorização da moeda russa.

Atualmente, a situação econômica deficitária da Argentina, o maior parceiro comercial do Brasil (responsável por 8,6% das exportações do Brasil em 2001), representa um risco externo significativo para a economia brasileira. Estamos preocupados, particularmente, com a insolvência da Argentina, a desvalorização do peso e o seu inadimplemento sobre seu endividamento público. Embora não tenhamos qualquer relacionamento direto comercial com a Argentina, ou com companhias argentinas, na medida que o governo argentino deixar de ser bem-sucedido em impedir o declínio econômico, essa crise pode trazer consequências prejudiciais à economia brasileira, reduzindo significativamente a demanda de energia elétrica e afetando nossos resultados operacionais.

Outras circunstâncias de instabilidade econômica e política na América Latina podem prejudicar de forma relevante a economia brasileira e o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs. Por exemplo, a recente instabilidade política e os tumultos civis na Venezuela devastaram a sua comunidade comercial e industrial.

Existe um risco de a continuidade ou piora dessas condições na Argentina, Venezuela ou em outros mercados emergentes ou desenvolvimentos futuros semelhantes em mercados emergentes, poder prejudicar nossa situação financeira, nossa capacidade de captar recursos quando necessário, assim como minar a confiança do investidor de títulos emitidos por companhias da América Latina, tais como as ações preferenciais e as ADSs, prejudicando o seu preço de mercado.

Alterações na estrutura de fixação de tarifa aplicável às concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras poderia causar a diminuição de nossa receita líquida.

A estrutura de fixação de tarifa aplicável a concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras tem sofrido diversas alterações nos últimos anos. Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil tinham como garantia uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade, e as tarifas cobradas de consumidores eram uniformes em todo o país. Os lucros de concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras utilidades menos rentáveis, conseqüentemente, a taxa de retorno para todas as companhias seria igual à média nacional. Essa estrutura de fixação de tarifa foi modificada em 1993 ao exigir que cada concessionária apresentasse propostas de tarifas à ANEEL cobrindo períodos de três anos, levando-se em consideração diversos fatores, tais como custos operacionais, entre outros custos, depreciação, e encargos e tributos regulatórios. Em 1994, o Governo Federal, junto com um plano de estabilização econômica, editou alterações adicionais ao processo de fixação de tarifa. Desde julho de 1995, as tarifas têm sido fixadas anualmente pela ANEEL, que efetua suas determinações com base em diversos fatores, inclusive custos de eletricidade comprada e outros encargos. Cada contrato de concessão da empresa de distribuição prevê, também, um reajuste anual das taxas com base em certos encargos e custos. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Tarifas” no Anexo A para informações mais detalhadas sobre o processo de determinação de tarifa no Brasil.

Não se pode garantir que seremos capazes de obter os aumentos necessários de tarifa no futuro, nem que quaisquer aumentos atualmente recebidos serão suficientes para operarmos com lucro. Além disso, se o Governo Federal realizar alterações adicionais na estrutura de fixação de tarifa do Brasil, dificultando ainda mais a obtenção de aumentos necessários de tarifas, nossos resultados operacionais poderão ser prejudicados.

Enfrentamos, atualmente, limitações em nossa capacidade de obtenção de financiamentos.

Como uma sociedade controlada, estamos sujeitos a restrições nos termos das leis e regulamentos existentes no Brasil quanto à nossa capacidade de celebrar certas transações financeiras internacionais. Como por exemplo, devemos obter a aprovação prévia do Ministério da Fazenda brasileiro e Banco Central para operações tais como emissões de títulos, empréstimos ou financiamentos a exportação quando tais transações envolvem a realização de pagamentos mediante a compra de moeda estrangeira no Brasil para remessa ao exterior. Nós também enfrentamos restrições quanto à nossa capacidade de refinanciamento da dívida existente obtida de instituições financeiras. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relativo a governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nós. As restrições mencionadas neste parágrafo não impediram a obtenção de financiamento, embora não se possa garantir que nossa capacidade de obter financiamento não será obstada por futuras restrições.

Se formos incapazes de levantar o capital suficiente através de mercados internos ou deixarmos de obter a aprovação necessária para a captação de fundos suficientes no mercado internacional, poderão acarretar fluxos de caixa insuficientes para atender os dispêndios estimados de capital, fazendo com que nossos resultados financeiros sejam prejudicados.

Estamos ainda sujeitos a avenças financeiras previstas em alguns de nossos contratos de financiamento que exigem a manutenção de certos índices financeiros pela nossa empresa. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Embora estejamos cumprindo tais avenças, estas e outras avenças poderiam limitar nossa capacidade de apoiar nossas exigências de liquidez e de recurso de capital. Vide [nota explicativa 16] de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O racionamento de energia exigido pelo Governo Federal ao limitar nossa capacidade de prestação de serviço de energia elétrica a consumidores pode causar uma diminuição em nossa receita líquida.

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 na eletricidade gerada de recursos hidrelétricos resultaram na queda do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país.

A redução do consumo de energia elétrica em virtude do racionamento e das restrições impostas pelo Governo Federal sobre a capacidade de distribuição de energia resultaram em uma redução de nossa receita e lucro líquido de 2001. Futuros racionamentos de energia, em decorrência da queda do nível pluviométrico ou de qualquer outra forma, poderia prejudicar nosso desempenho financeiro em períodos futuros.

Moratórias ou inadimplementos governamentais poderão prejudicar nossa situação financeira e o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs.

Em janeiro de 1999, o Governo Estadual taxativamente suspendeu seus pagamentos devidos ao Governo Federal por um período de 90 dias e, em resposta, o Governo Federal bloqueou pagamentos ao Governo Estadual. O Governo Estadual tem cumprido com suas obrigações de pagamento ao Governo Federal desde essa época mediante disposições contratuais referentes a compensação. Em 2001, o Governo Estadual ameaçou declarar uma nova moratória sobre seus pagamentos das dívidas para com o Governo Federal, mas não cumpriu a ameaça. Em 31 de dezembro de 2001, o Governo Estadual devia aproximadamente R\$27 bilhões ao Governo Federal.

Os riscos de inadimplementos ulteriores por parte de governos estaduais e municipais no Brasil poderão minar a confiança dos investidores, tendo efeito negativo sobre a economia brasileira ou a economia da região pertinente, e afetar de forma adversa nossa situação financeira. Além disso, se a economia brasileira ou a economia de Minas Gerais for prejudicada por inadimplemento ou por litígio prolongado entre o Governo Federal e o Governo Estadual relativo a questões políticas ou fiscais, nossas operações e o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs poderão ser prejudicados.

Ademais, temos contas a receber do Governo Estadual, que são descritas em – “Riscos Atinentes à CEMIG – Nós poderemos não ser capazes de cobrar as contas a receber do Governo Estadual”. Se o Governo Federal suspender seus pagamentos ao Governo Estadual, nossa capacidade de cobrar tais contas ao executar a garantia prestada a nós relativa a certos pagamentos do Governo Federal ao Governo Estadual poderia ser afetada de forma adversa e nossa situação financeira estaria prejudicada.

Ataques terroristas contra os Estados Unidos e as medidas tomadas pelos Estados Unidos e outros poderiam afetar de maneira relevante as condições econômicas de nossas atividades.

Os ataques terroristas de 21 de setembro de 2001 reprimiram a atividade econômica nos Estados Unidos e em todo o mundo, incluindo o Brasil. Não há certeza por quanto tempo essas condições econômicas ainda permanecerão. Embora a extensão do impacto ainda não seja clara, tal fato já resultou em:

- aumento da volatilidade do mercado de curto prazo no preço de mercado de valores mobiliários;
- um declínio significativo em estimativas de lucros das empresas;
- perdas substanciais em indústrias importantes, incluindo empresas de transporte aéreo e seguradoras; e
- o desgaste significativo da confiança do investidor.

Caso ocorram novos ataques terroristas, a guerra dos Estados Unidos contra o Iraque se prolongue ou uma guerra for declarada por outros e tiver continuidade, a situação econômica dos Estados Unidos e internacional poderão deteriorar. Nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderiam ser prejudicados de maneira relevante em decorrência de tais atos. Esses eventos poderiam também fazer com que o preço de mercado das ações preferenciais e das ADSs sejam prejudicados.

Riscos atinentes às Ações Preferenciais e ADSs

As ações preferenciais e ADSs não têm, de modo geral, direitos de voto

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social, detentores de ações preferenciais, e por extensão, de ADSs, não têm direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Isso significa, entre outras coisas, que V.Sa., na qualidade de acionista preferencial, não tem direito de voto nas deliberações sociais, inclusive, operações de incorporação ou fusão de nossa empresa com outras empresas.

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

V.Sa. poderá ficar prejudicado 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 a 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, conforme o

caso, de reais para dólares dos Estados Unidos e a remessa de dólares dos Estados Unidos para o exterior. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não tomará medidas similares no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave — Taxas de Câmbio”.

Permutar ADSs pelas ações preferenciais que lhe são subjacentes poderá ter conseqüências desfavoráveis

O custodiante brasileiro das ações preferenciais deverá obter certificado de registro eletrônico 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 V.Sa. decidir permutar suas ADSs pelas ações preferenciais que lhe são subjacentes terá direito de continuar a se fiar, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, no certificado de registro eletrônico do banco depositário. Subseqüentemente, V.Sa. talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das ações preferenciais ou distribuições atinentes às ações preferenciais, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução N.º 2.689 de 26 de janeiro de 2000 do Conselho Monetário Nacional, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso V.Sa. não obtenha aludido certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos no que respeita às ações preferenciais. Se V.Sa. 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, inclusive, preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos junto ao Banco Central ou à Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM. A fim de levar a cabo esse processo, o investidor usualmente necessitará de consultor ou advogado que tenha experiência na legislação do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderia causar impacto desfavorável sobre sua capacidade de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais no exterior ou de receber repatriamento de seu capital de maneira tempestiva. Se V.Sa. decidir permutar novamente suas ações preferenciais por ADSs uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais, poderá depositar suas ações preferenciais junto ao custodiante e se fiar no certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Vide “Item 10. Informações Adicionais — Tributação — Considerações Fiscais Brasileiras”.

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

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar V.Sa.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como ações preferenciais e ADSs, implica em 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 do cenário normativo, fiscal, econômico e político que possa afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, no que respeita 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 sua capacidade de vender as ações preferenciais subjacentes a suas ADSs pelo preço e prazo que V.Sa. deseja. A Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, única bolsa de valores em que as ações são negociadas no Brasil, teve capitalização de mercado de aproximadamente US\$124,04 bilhões em 31 de dezembro de 2002 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$4,1 bilhões em 2002. Em termos comparativos, a Bolsa de Valores de Nova Iorque, ou NYSE, teve capitalização de mercado de US\$9,74 trilhões em 31 de dezembro de 2002 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$859,26 bilhões em 2002.

Há também, em grau significativo, maior concentração no mercado de valores mobiliários brasileiro do que em mercados de valores mobiliários mais importantes nos Estados Unidos. As dez maiores companhias, em termos de capitalização de mercado, representaram aproximadamente 48,6% da capitalização de mercado total da Bolsa de Valores de São Paulo em 31 de dezembro de 2001. As dez primeiras ações, em termos de volume de negociações, responderam por aproximadamente 56,5% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2002. Vide “Item 9. A Oferta e a Listagem — Mercado de Negociação”.

V.Sa. poderá receber pagamentos reduzidos de dividendos caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e do Estatuto Social de nossa empresa, devemos pagar aos nossos acionistas dividendo obrigatório igual a, pelo menos, 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. Além disso, o Estatuto Social de nossa empresa prescreve que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais dividendos anuais iguais ao que for maior entre 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor contábil de nossas ações. Caso nosso lucro líquido seja negativo ou insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembléia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seria efetuado. Entretanto, nos termos da garantia do Governo Estadual, nosso acionista controlador, dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal será, de qualquer modo, devido a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais (que não detentores públicos e governamentais) caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em um exercício social. Vide “Item 8. Informações Financeiras — Política e Pagamentos de Dividendos” para explanação mais pormenorizada.

Detentores de ADSs possuem direitos de acionistas não tão bem caracterizados quanto os detentores de ações de companhias dos Estados Unidos

Nossas atividades sociais são regidas por nosso Estatuto Social e pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa empresa tivesse sido constituída em jurisdição dos Estados Unidos, tais como, Delaware ou Nova Iorque, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Os direitos de V.Sa. de proteger seus interesses frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador poderão ser não tão bem caracterizados e garantidos por normas estabelecidas e precedentes legais quanto seriam ao amparo das leis de certas jurisdições fora do Brasil.

Embora a legislação brasileira imponha restrições à negociação com base em informações privilegiadas e manipulação de preços, o mercado de valores mobiliários brasileiro não é tão intensamente regulamentado e fiscalizado quanto o mercado de valores mobiliários dos Estados Unidos ou mercados localizados em outras jurisdições. Ademais, normas e políticas contra negociação com partes relacionadas e referentes à preservação de direitos de acionistas poderão não ser tão bem desenvolvidas e cumpridas no Brasil quanto seriam nos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais e ADSs.

Ações qualificadas para venda futura poderão prejudicar o preço de mercado de ADSs

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

V.Sa. poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência no que toca às ações preferenciais

V.Sa. poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às ações preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que termo de registro ao amparo do Securities Act de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores estejam em vigor no que respeita a esses direitos ou caiba isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro para as ações referentes a esses direitos de preferência e não podemos lhe garantir que apresentaremos qualquer tal termo de registro. A menos que apresentemos termo de registro ou a menos que se aplique isenção de registro, talvez V.Sa. 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.

Mudanças recentes na Lei das Sociedades Anônimas poderão anular a responsabilidade do Governo Estadual para nossas obrigações relativas às ADSs em algumas circunstâncias

Em 31 de outubro de 2001, o presidente do Brasil editou a Lei N.º 10.303, que alterou algumas disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, incluindo disposições aplicáveis a companhias controladas pelo estado como nossa empresa. Essa lei, que passou a estar em vigor em 1º de março de 2002, revogou disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira que dispunham sobre a responsabilidade contingente de acionistas controladores de companhias controladas pelo estado por dívidas. Consequentemente, o Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, não seria responsável por nossas dívidas e obrigações assumidas após 28 de fevereiro de 2002. No entanto, a Lei N.º 10.303 não desobriga acionistas controladores de quaisquer responsabilidades ou obrigações incorridas antes da data de eficácia da Lei N.º 10.303. Embora não consideremos que a Lei N.º 10.303 afetará a responsabilidade contingente do Governo Estadual por nossas obrigações referentes às ADSs, não se pode assegurar que os tribunais brasileiros chegarão à mesma conclusão.

Ademais, de acordo com a Lei N.º 10.303, não estamos mais imune à falência. De fato, se nos tornarmos insolventes, estaremos sujeitos, como devedor, à concordata ou falência. Para mais informações relacionadas às mudanças da Lei das Sociedades Anônimas, vide “Item 10. Informações Adicionais – Mudanças na Lei das Sociedades Anônima Brasileira”.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em 22 de maio de 1952, como sociedade de economia mista com responsabilidade limitada e prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais N.º 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, Decreto Estadual de Minas Gerais N.º 3.710 de 20 de fevereiro de 1952. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso número de telefone é (55-31) 3299-3711.

Somos a maior concessionária de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica em Minas Gerais. Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Até 1997, detínhamos concessões

individuais relativas a cada uma de nossas instalações de geração e relativas a várias regiões dentro de nossa área de distribuição. Em 10 de julho de 1997, celebramos novos contratos de concessão com a ANEEL, que consolidaram nossas várias concessões de geração num único contrato e nossas várias concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste de Minas Gerais. Na mesma data, celebramos também um novo contrato de concessão com a ANEEL, relativo às nossas operações de transmissão.

Em 31 de dezembro de 2001, gerávamos eletricidade em 40 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.675 MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 4.955 quilômetros de linhas de transmissão e 338.770 quilômetros de linhas de transmissão e distribuição. Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 96,4% do território de Minas Gerais.

O setor elétrico brasileiro está passando por extensa reestruturação regulatória, em consequência da qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de eletricidade estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência. Para uma descrição pormenorizada sobre alterações regulatórias que esperamos irão afetar nossos negócios, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias” contido no Anexo A.

De acordo com a lei 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 Companhia de Gás de Minas Gerais S.A., ou GASMIG, como subsidiária encarregada da distribuição de gás natural por meio de gasodutos localizados em Minas Gerais.

Alterações adicionais na legislação estadual de Minas Gerais promulgadas em 1997 nos autorizaram a participar de atividades não correlatas que possam ser realizadas com uso de nossos ativos operacionais. Em janeiro de 1999, incorporamos a Empresa de Infovias S.A., ou Infovias, empreendimento conjunto de telecomunicações, Internet e televisão a cabo com a AES Força e Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. Em 2002, adquirimos a participação da AES Força e Empreendimentos Ltda. na Infovias. Também prestamos serviços de consultoria e firmamos contratos de consultoria com companhias de eletricidade em vários países.

O Mercado de Energia do Brasil

Geral

O setor elétrico brasileiro consiste principalmente de atividades separadas de geração, transmissão e distribuição dentro de poucas companhias integradas verticalmente tradicionalmente de propriedade dos governos federal ou estadual. Durante os últimos quatro anos, diversas companhias controladas pelo estado foram privatizadas em um esforço para promover a eficiência e a concorrência do setor. O Governo Federal tem declarado com frequência o seu objetivo de converter o setor de energia elétrica estatal em setor privado. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Privatização” contido no Anexo A.

Regulamentação

O setor de energia elétrica brasileiro é regulado pela ANEEL. As responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) conceder e supervisionar concessões para geração, transmissão e distribuição de eletricidade, (ii) determinar normas do setor elétrico, incluindo a aprovação de tarifas de eletricidade, (iii) supervisionar e auditar as atividades das concessionárias de energia elétrica, e (iv) implementar e regulamentar o uso de energia elétrica, termelétrica e hidrelétrica. A fim de estabelecer a concorrência e garantir o fornecimento de energia de curto prazo no mercado do Brasil quando da privatização do setor de energia, o Governo Federal criou o MAE, que opera como mercado à vista de eletricidade.

O setor de energia elétrica no Brasil alcançou um ponto crítico em 2001, devido a uma série de problemas regulatórios, meteorológicos e de mercado. Os efeitos combinados de crescimento na demanda de energia elétrica, redução do índice pluviométrico, e a significativa dependência na capacidade de geração de energia hidrelétrica resultaram em redução no fornecimento de energia para atender a demanda em algumas regiões do Brasil. Além disso, o MAE teve um fraco desempenho em virtude da incapacidade de solucionar disputas comerciais. Em decorrência desses fatores, o Governo Federal, após junho de 2001, implementou o Plano de Racionamento de Energia. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Restrições e Racionamento” contido no Anexo A.

Durante o Plano de Racionamento de Energia, uma questão foi levantada em relação aos contratos reguladores firmados antes da privatização das companhias de energia elétrica no Brasil, que são conhecidos como os contratos iniciais, a ANEEL definiu os preços e volumes para os contratos iniciais, que foram celebrados entre todas as companhias de geração e de distribuição, inclusive nós. Cada contrato inicial inclui um anexo, mencionado como Anexo V, que contém uma fórmula matemática designada a reduzir o impacto na geração nos períodos em que os níveis dos reservatórios estão baixos e os preços à vista de eletricidade estão altos (como durante o Plano de Racionamento de Energia) reduzindo o volume das obrigações contratuais das geradoras às distribuidoras. No entanto, essas reduções do volume da obrigação não foram, em geral, suficientes e as geradoras foram obrigadas a cumprir a parcela remanescente de suas obrigações contratuais reduzidas para as distribuidoras mediante o pagamento calculado nos termos do Anexo V. Esse pagamento prevê remuneração às distribuidoras na diminuição da energia efetivamente entregue pelas geradoras e serve para compensar parcialmente as reduções nas receitas operacionais dos distribuidores.

A fim de restaurar o equilíbrio econômico estabelecido em todos os contratos de concessão, foi celebrado um acordo amplo da indústria. Esse acordo, denominado Acordo Geral do Setor Elétrico, aplica-se às nossas atividades de geração e distribuição. Vide notas explicativas 2(r) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O Acordo Geral do Setor Elétrico procura sanar os prejuízos de receita incorridos pelas atividades de geração e de distribuição no Brasil em decorrência do Plano de Racionamento de Energia. O Acordo Geral do Setor Elétrico prevê, entre outras coisas, que:

- os contratos iniciais serão alterados para eliminar as disposições do Anexo V;
- as companhias de distribuição têm o direito de recuperar perdas relacionadas ao racionamento mediante o aumento extraordinário de tarifa em vigor a partir de janeiro de 2002 e que permanecerá em vigor por um período de até 72 meses;
- as usinas termelétricas negociaram, a fim de cumprir com as exigências contratuais das usinas termelétricas que deverão ser pagas pelo preço à vista pelas usinas hidrelétricas geradoras (até um preço máximo), com consumidores finais pagando as diferenças entre o preço à vista e o preço máximo permitido mediante o aumento de tarifas; e
- as companhias de distribuição utilizarão os recursos do aumento extraordinário da tarifa para pagar aproximadamente 97% dos valores originalmente pagáveis nos termos dos contratos iniciais a fim de proporcionar às companhias de geração a recuperação dos valores permitidos da receita contratualmente.

Além disso, o Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu uma resolução para uma questão regulatória de longo prazo relacionada a uma parte das tarifas de distribuição denominada custos da Parcela A. 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 dentro do controle da companhia de distribuição. Conforme o Acordo Geral do Setor Elétrico, uma conta de rastreamento foi criada a fim de compensar as companhias de distribuição pelas variações mensais nos custos da Parcela A que ocorreram entre as datas do reajuste regular da tarifa. Os custos da Parcela A incluem o seguinte: compras de energia de Itaipu, custos do consumo da cota de combustível, tarifa para o uso da rede básica de transmissão e certos encargos regulatórios. Vide nota explicativa 4(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O Acordo

Geral do Setor Elétrico foi estabelecido na Medida Provisória N.º 14, de 21 de dezembro de 2001, e aprovada pela Lei N.º 10.438, de 26 de abril de 2002.

Para informações mais detalhadas sobre o cenário regulatório em que operamos, vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar as Concessionárias do Setor Elétrico” e “O Setor Elétrico Brasileiro” no Anexo A.

Tarifas

As tarifas de eletricidade no Brasil são determinadas pela ANEEL, que possui a autoridade para reajustar e analisar tarifas em resposta às mudanças nos custos da compra de energia e condições de mercado. Conforme exposto acima, a ANEEL, mediante o Acordo Geral do Setor Elétrico, estabeleceu aumentos extraordinários de tarifa para compensar as companhias de distribuição por perdas incorridas em virtude do Plano de Racionamento de Energia. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê, também, um reajuste anual das tarifas com base em certos encargos regulatórios, custos de eletricidade comprada para revenda, custos para uso de recursos hidroelétricos e custos de transmissão. Além disso, a cada cinco anos, as tarifas cobradas por companhias de distribuição a consumidores finais são reajustadas com base em uma fórmula que contém um fator de produtividade denominado “fator X”. O fator X permite que a ANEEL reajuste as tarifas de forma que os consumidores possam compartilhar da realização do aumento das eficiências operacionais das companhias de distribuição. A revisão, no entanto, está totalmente sujeita ao critério da ANEEL. O próximo reajuste do fator X está previsto para ser realizado em abril de 2003.

A ANEEL editou ainda regulamentos de tarifas que regem o acesso ao sistema de transmissão e estabelece tarifas de transmissão. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores independentes para uso do sistema de energia interligado são revisadas anualmente. A revisão leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais detalhadas sobre a estrutura de fixação de tarifa no Brasil, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Tarifas” no Anexo A.

Concessões

Nos termos da Constituição brasileira, companhias que pretendem construir ou operar uma usina de geração, transmissão ou distribuição no Brasil deverão solicitar uma autorização ou uma concessão da ANEEL que, via de regra, é concedida mediante licitação. As concessões conferem direitos exclusivos para a geração de eletricidade em uma usina em particular, e transmissão ou distribuição de eletricidade a uma área específica por um período de tempo predeterminado, geralmente de 35 anos para novas concessões de geração, 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição, e 20 anos para a renovação de concessões existentes. Para informações pormenorizadas sobre concessões, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concessões” no Anexo A.

Aquisição de Terreno

As concessões outorgadas pelo Governo não incluem a outorga de propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de eletricidade no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso uma concessionária deixe de 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 ter de participar de negociações relacionadas ao valor da indenização com os proprietários e para o reassentamento dessas comunidades em outras áreas. Nossa política de reassentamento tem resultado, via de regra, no acordo em processos de desapropriação.

Estrutura Organizacional e Desverticalização

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG e operadas diretamente por ela. De acordo com nossos principais contratos de concessão, contudo, estamos obrigados a reestruturar nosso negócio (após obter a autorização legal necessária), para a “desverticalização” de nossas operações de geração, transmissão e distribuição em subsidiárias separadas, cada uma delas uma subsidiária integral da CEMIG. Tendo em vista que o Governo Estadual é o nosso acionista majoritário, é necessária a aprovação da desverticalização por uma legislação estadual (além da aprovação do acionista que deverá ser obtida) antes de a reestruturação ser concretizada. Em 2 de março de 2001, um projeto foi apresentado ao poder legislativo de Minas Gerais propondo a reestruturação, mas essa legislação ainda não foi aprovada.

Esse processo de desverticalização resultaria em uma nova estrutura organizacional na qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição, cada qual desenvolveria suas operações como companhia separada, subsidiária integral da CEMIG. Cada nova companhia a ser criada seria constituída nos termos das leis do Brasil. Uma vez que cada subsidiária seria uma subsidiária integral da CEMIG, o poder efetivo de voto de nossos acionistas relativo a essas novas subsidiárias permaneceria, em cada caso, proporcional ao poder de voto exercido por tais acionistas na CEMIG. Em dezembro de 2000, a ANEEL concordou com os termos gerais de nosso plano de reestruturação de nossas três principais atividades numa única companhia de geração, numa única companhia de transmissão e numa única companhia de distribuição.

Em virtude de não termos completado o processo de reorganização antes do final do ano de 2000, conforme estipulado em nossos contratos de concessão, a ANEEL impôs uma multa de R\$4 milhões. No entanto, nós solicitamos formalmente que a ANEEL prorrogasse por 12 meses o prazo para a desverticalização e, em 20 de setembro de 2001, a ANEEL concedeu a prorrogação para a conclusão do processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002. Em 31 de outubro de 2001, a ANEEL cancelou a multa anteriormente imposta. Não concluímos o processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002, por essa razão, em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,5 milhões contra nós. Contudo, em 28 de novembro de 2002, apresentamos recurso contra a multa imposta pela ANEEL porque a reestruturação exige legislação específica do Governo Estadual (além da aprovação adicional do acionista que deverá ser obtida) e, por esse motivo, acreditamos que não deveríamos ser considerados responsáveis por qualquer não cumprimento das exigências de reestruturação ou por quaisquer multas ou penalidades a ela associadas.

Não obstante as informações dos parágrafos precedentes, em virtude de declarações públicas recentes do Governo Federal, relatadas pela mídia, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Caso as exigências de reestruturação sejam eliminadas, solicitaremos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para retirar as cláusulas de reestruturação e rescindiremos nossos planos de reestruturação. Vide “Fatores de Risco – Riscos Relacionados à CEMIG – Dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio”.

Visão Geral do Negócio

Introdução

Geramos em nossas usinas aproximadamente 42% do total da eletricidade que entregamos durante 2001 e compramos o restante de terceiros. Somos obrigados, como outras concessionárias de energia elétrica brasileiras, a comprar eletricidade de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em nossas vendas de eletricidade. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica - Compras de Energia Elétrica de Itaipu”. Ademais, compramos energia de outras concessionárias e do sistema interligado de energia (Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Sistema Interligado de

Energia”). Compramos, também, energia gerada por APes ou e de produtos independentes de energia, ou PIEs, que estão localizados em nossa área de concessão. Como parte de nossa atividade de distribuição, entregamos energia que compramos das fontes acima mencionadas para nossos consumidores finais e do sistema interligado de energia. Entregamos também energia gerada pelos APes e PIEs em suas próprias instalações.

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

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Eletricidade gerada pela CEMIG	18.957	29.928	28.653
Eletricidade gerada por APes	1.003	2.005	1.531
Eletricidade gerada por Ipatinga ⁽¹⁾	344	301	-
Eletricidade gerada por Sá Carvalho ⁽²⁾	325	27	-
Eletricidade comprada de Itaipu	11.935	13.967	13.909
Eletricidade comprada do sistema interligado de energia e outras concessionárias	14.420	2.851	2.039
Eletricidade entregue a consumidores finais	34.279	37.242	35.639
Eletricidade entregue a APes.....	1.323	1.618	1.403
Eletricidade entregue a Ipatinga ⁽¹⁾	344	301	-
Eletricidade entregue a Sá de Carvalho ⁽²⁾	325	27	-
Eletricidade entregue ao Sistema Interligado e outras concessionárias	7.120	5.767	5.413
Perdas ⁽³⁾	3.593	4.124	3.677

⁽¹⁾ Refere-se à Usina Térmica Ipatinga S.A. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Subsidiárias de Geração”.

⁽²⁾ Refere-se à Usina de Sá Carvalho S.A. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Subsidiárias de Geração”.

⁽³⁾ As perdas de energia são acumuladas em relação aos períodos encerrados nas datas especificadas, ocorrendo principalmente no curso normal da transmissão e distribuição de energia elétrica e, em menor escala, em consequência de conexões ilegais e por outras razões. Vide “- Perda de Energia”.

Geração

Em 31 de dezembro de 2001, fomos a quarta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de dezembro de 2001, geramos eletricidade em 40 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 5.675 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.503 MW, as usinas termelétricas responderam por 171 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Sete de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 93% de nossa capacidade de geração elétrica instalada em 2001. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante 2001. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, geramos 55% de toda a energia entregue a consumidores finais.

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 a consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração bem como energia por nós comprada de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de redes de transmissão de energia elétrica com capacidade de voltagem igual ou maior a 230 kV e integra a rede básica de transmissão nacional regulamentada pelo Operador Nacional do Sistema, ou ONS. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Órgãos Regulatórios” contido no Anexo A. Em 31 de dezembro de 2001, nossa linha de transmissão de Minas Gerais consistia de 2.167 quilômetros de linhas de 500 kV, 1.924 quilômetros de linhas de 345 kV e 864

quilômetros de linhas de 230kV, bem como de 30 subestações com total de 85 transformadores e capacidade de transformação total de 13.642 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais para consumidores que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade a níveis de voltagem abaixo de 69 kV. A área de nossa concessão cobre aproximadamente 567.267 km², ou 96,4% do território do estado. Em 31 de dezembro de 2001, detínhamos e operávamos 338.770 quilômetros de linhas de distribuição, por meio das quais fornecemos energia elétrica a mais de 5.4 milhões de consumidores. Em 31 de dezembro de 2001, fomos a segunda maior concessionária de distribuição no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais. Da eletricidade por nós fornecida a consumidores finais em 31 de dezembro de 2001, fornecemos 61% a consumidores industriais, 19% a consumidores residenciais, 9% a consumidores comerciais e 11% a consumidores rurais e outros.

Outros negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também ao negócio de distribuição de gás natural em Minas Gerais por intermédio da Gasmig, nossa subsidiária integral consolidada. Ademais, detemos atualmente participação de aproximadamente 99,92% (49,44% em 31 de dezembro de 2001) na Infovias, companhia criada para fins de prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalada ao longo de nossa rede de transmissão e distribuição por meio das quais serviços de telecomunicações, Internet e televisão a cabo podem ser prestados. Dedicamo-nos, ademais, ao negócio de consultoria internacional e contamos várias companhias elétricas em países estrangeiros dentre nossos clientes nesta área.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuíveis a cada um de nossas principais fontes de receita nos períodos indicados.

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Vendas de eletricidade a consumidores finais	4.587	4.478	3.678
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	789	-	-
Vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia	517	145	63
Uso de rede básica de transmissão	153	139	71
Vendas de gás natural	116	80	50
Serviços prestados	24	38	32
Outros	10	6	11
Total	6.197	4.886	3.905

Geração e Compra de Energia Elétrica

Geração

Em 31 de dezembro de 2001, detínhamos e operávamos com nossas subsidiárias 44 usinas elétricas, das quais 40 eram hidrelétricas, três delas eram termelétricas e uma delas era usina eólica. Na mesma data, a capacidade instalada de nossas usinas hidrelétricas, de nossas usinas termelétricas e de nossa usina eólica era 5.503 MW, 171 MW e 1 MW, respectivamente, perfazendo capacidade instalada total de 5.675 MW.

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes a nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2001:

Instalação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Garantida⁽¹⁾ (média MW)	Ano de Início de Operações	Capacidade e Instalada % do Total	Data de Expiração da Concessão
Principais Usinas Hidrelétricas					
São Simão	1.710	1.207,00	1978	30,2	Janeiro 2015
Emborcação.....	1.192	559,00	1982	21,0	Julho 2005
Nova Ponte.....	510	301,00	1994	9,0	Julho 2005
Jaguara	424	329,00	1971	7,5	Agosto 2013
Miranda	408	180,00	1998	7,2	Dezembro 2016
Três Marias	396	243,00	1962	7,0	Julho 2015
Volta Grande.....	380	250,00	1974	6,7	Fevereiro 2017
Salto Grande	102	71,00	1956	1,8	Julho 2015
Sá Carvalho	78	58,00	2000 ⁽²⁾	1,4	Dezembro 2024
Itutinga	52	27,00	1955	0,9	Julho 2015
Camargos	46	17,00	1960	0,8	Julho 2015
Porto Estrela	39 ⁽³⁾	18,60 ⁽³⁾	2001	0,7	Julho 2032
Igarapava	30 ⁽⁴⁾	18,31 ⁽⁴⁾	1999	0,5	Dezembro 2025
Piau	18	8,00	1955 ⁽²⁾	0,3	Julho 2015
Gafanhoto	14	6,68	1946	0,2	Julho 2015
Usinas Hidrelétricas de Menor Porte					
	104	61,80	-	1,8	-
Usinas Termelétricas					
Igarapé	131	93,00	1978	2,3	Agosto 2004
Ipatinga	40	-	2000	0,7	Dezembro 2014
Formoso	0,4	0,22	1992	0,0	Indefinido
Usina eólica.....	1	0,30	1994	0,0	-
.....					
Total.....	5.675	3.448,98	-	100%	-

(1) Energia Garantida significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pela ANEEL, de acordo com estudos realizados pela NOS. O cálculo da Energia Garantida considera fatores tais como capacidade do reservatório e conexão com outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não prevêm volumes superiores à Energia Garantida da Usina.

(2) Indica a data de nossa aquisição.

(3) Representa nossa participação na Porto Estrela (33,33%).

(4) Representa nossa participação na usina de Igarapava (14,5%)

As tabelas a seguir mostram informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de eletricidade nas datas indicadas:

**Extensão da Rede de Distribuição de Linhas de Geração
em Km
(de nossas usinas até subestações de geração)**

Capacidade das Linhas de Ligação	Em 31 de dezembro,		
	2001	2000	1999
500 kV	6,9	6,9	6,9
345 kV	1,0	1,0	1,0
138kV	7,9	7,9	7,9
34.5kV	34,9	34,9	34,9
Total.....	50,7	50,7	50,7

**Capacidade de Transformação Abaixadora
das Subestações de Geração**

	Em 31 de dezembro,		
	2001	2000	1999
Número de subestações abaixadoras.....	47	47	47
MVA.....	6.130	6.130	6.130

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

Subsidiárias de Geração

Constituímos as seguintes subsidiárias, cada uma delas uma subsidiária integral de nossa Companhia, para operarmos algumas de nossas instalações de geração 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 operada em conjunto com a Usiminas, uma grande siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS, ou Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. Em 2000, adquirimos Ipatinga da Usiminas como pagamento de dívidas pendentes relativas a fornecimento de eletricidade pelo valor de R\$90 milhões. Assinamos 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 1984 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, que adquirimos da Companhia de Aços Especiais Itabira - ACESITA, ou Acesita, uma siderúrgica, por R\$87 milhões em 2000. Os recursos foram providos pela emissão de debêntures por um *trust* especial, recursos esses que estamos obrigados a amortizar. Planejamos amortizar essas debêntures mediante a utilização do produto decorrente de um contrato de compra e venda de energia celebrado entre nós e a Acesita em 2000.

CEMIG Capim Branco Energia S.A. Constituímos a CEMIG Capim Branco Energia S.A. para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em sociedade com a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, ou CVRD, uma companhia de mineração, Comercial e Agrícola Paineiras, uma agroindústria e Companhia Mineira de Metais, uma metalúrgica. O projeto consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW,

respectivamente. Essas usinas serão construídas no Rio Araguari na parte oeste de Minas Gerais e custará aproximadamente R\$623 milhões. Em 30 de novembro de 2002 investimos R\$12,1 milhões em estudos de viabilidade relacionados a esse projeto e nossos parceiros reembolsarão essas despesas. Espera-se que a construção do Complexo de Eletricidade Capim Branco terá início de 2003. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco I terá início em setembro de 2005. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco II terá início em fevereiro de 2006. As concessões relativas a essas usinas expiram em 31 de julho de 2036.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. Constituímos da Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a Vallourec & Mannesmann, uma metalúrgica, na construção e operação da usina termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, utilizando gás de alto-forno como combustível. A construção da usina, localizada na propriedade da Vallourec & Mannesmann em Barreiro na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais, iniciou em abril de 2002. Somos responsáveis pela compra, construção, operação e manutenção da usina e proveremos 100% dos investimentos necessários que são estimados em aproximadamente R\$23 milhões. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$4,3 milhões nesse projeto. A Vallourec & Mannesmann proverá as instalações, fornecerá o combustível e assinará um contrato de compra de energia para assegurar a garantia do retorno sobre nosso investimento. A geração está prevista para iniciar em julho de 2003.

Horizontes Energia S.A. Constituímos a Horizontes Energia S.A. para gerar e comercializar eletricidade como um PIE, por meio da operação comercial das seguintes usinas hidroelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (que está localizada no Rio Pardo nos municípios de Águas Vermelhas e São João do Paraíso no Estado de Minas Gerais e que possui uma capacidade instalada de 1,72 MW); Usina de Salto do Paraopeba (que está localizada no Rio Paraopeba na cidade de Jeceaba no Estado de Minas Gerais e que possui uma capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (que está localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanrerê no Estado de Santa Catarina e que possui uma capacidade instalada de 6,76 MW); e Usina de Salto do Passo Velho (que está localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanzerê no Estado de Santa Catarina e que possui uma capacidade instalada de 1,66 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Usina de Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. A Horizontes Energia S.A. ainda não iniciou operações.

CEMIG PCH S.A. Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. A CEMIG PCH S.A. ainda não iniciou operações.

Expansão da Capacidade de Geração

Nosso plano de investimento de capital apresentado à ANEEL atualmente prevê o aumento da capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.448 MW durante os próximos cinco anos por meio da construção de novas usinas elétricas e da ampliação de usinas existentes. Os projetos de geração novos têm períodos de concessão de 35 anos, a partir da data do contrato de concessão. A construção das usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II e da usina termelétrica de Barreiro descritas em “- Subsidiárias de Geração” acima, constituem uma parte de nosso plano de investimento de capital. Segue-se breve descrição de outros projetos planejados, cuja conclusão está sujeita a várias contingências, estando certas delas fora de nosso controle:

Usina Hidrelétrica de Queimado. Nossa parceira neste projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, empresa controlada pelo estado de eletricidade. A CEB detém participação de 17,5%, cabendo-nos os restantes 82,5%. A construção desse projeto, que terá capacidade instalada de 105 MW e custo de R\$156 milhões, teve início em 10 de agosto de 2000. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$101,8 milhões no projeto. Esperamos que a geração comercial seja iniciada em abril de 2003. A usina fica situada no Rio Preto, abrangendo áreas nos estados de Minas Gerais e Goiás e no Distrito Federal. A concessão relativa a esta usina expira em 17 de dezembro de 2032.

Usina Hidrelétrica do Funil. A usina hidrelétrica do Funil, com capacidade instalada de 180 MW, está sendo construída na cabeceira do Rio Grande, no sul de Minas Gerais. A construção foi iniciada em 1º de setembro de 2000 e espera-se que a geração comercial da primeira unidade principie em dezembro de 2002. A geração comercial relativa à segunda e terceira unidades espera-se que terá início na primeira metade de 2003. Detemos uma participação de 49% nesse projeto e a nossa sócia, CVRD, detém uma participação de 51%. O custo total da usina espera-se que será de R\$242 milhões. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$94,1 milhões nesse projeto.

Usina Hidrelétrica de Aimorés. A usina hidrelétrica de Aimorés, a ser construída no Rio Doce, terá capacidade instalada de aproximadamente 330 MW e tem um custo estimado de R\$454 milhões. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa parceira, a CVRD, detém participação de 51%. A construção teve início em maio de 2001 e o início da geração comercial está programado para ter início em dezembro de 2003. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$148,3 milhões nesse projeto. A concessão relativa a essa usina expira em 19 de dezembro de 2035.

Usina Hidrelétrica de Irapé. A usina hidrelétrica de Irapé, que terá capacidade instalada de 360 MW, fica situada no Rio Jequitinhonha, norte de Minas Gerais. A construção teve início em abril de 2002 e espera-se que a geração comercial tenha início em agosto de 2005. Espera-se que o investimento total seja de R\$756 milhões. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$138,1 milhões nesse projeto.

Usina Hidrelétrica de Menor Porte de Pai Joaquim. Este projeto de 23 MW, consistindo da construção de uma nova casa de força e remontagem da usina hidrelétrica de Pai Joaquim existente, requer investimento estimado de R\$48 milhões. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$13,9 milhões no projeto. A construção teve início em abril de 2002 e esperamos que o projeto seja concluído em dezembro de 2003. Esta usina elétrica foi descomissionada em 1990, época em que apresentava capacidade instalada de 6,7 MW.

Projetos em Exame

Usina Termelétrica Sulminas. Estamos avaliando a possibilidade de participar da construção e operação do Sulminas, um projeto de geração termelétrica no sul de Minas Gerais. A Sulminas terá capacidade instalada de aproximadamente 500 MW e utilizará gás natural da Bolívia como combustível. A Sulminas integra o Programa Prioritário de Termelétricas, um programa do Governo Federal que tem por objetivo aumentar o fornecimento de eletricidade no Brasil em mais de 15.000 MW por meio da instalação de 49 usinas termelétricas em 18 estados brasileiros até 2004. Estima-se que o projeto Sulminas custará R\$610 milhões. A geração está programada para iniciar em dezembro de 2004. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital”.

Usina Termelétrica Igarapé II. Estamos realizando estudo de viabilidade em relação à usina termelétrica Igarapé II, localizada dentro da usina de Igarapé I em Juatuba, uma municipalidade em Belo Horizonte. A expansão incluiria a instalação de duas novas turbinas a gás na usina que, além da turbina a vapor existente, aumentará a capacidade instalada atual da usina de 131 MW para 327 MW. Proveríamos 100% dos investimentos necessários que estão estimados em um total de R\$338 milhões. A geração está programada para Ter início em dezembro de 2004.

Empreendimentos conjuntos de Co-geração com Clientes

Pretendemos celebrar empreendimentos conjuntos com clientes industriais com o fim de desenvolver instalações de co-geração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidores e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. Cada projeto de co-geração seria financiado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da eletricidade gerada nas instalações do consumidor. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de co-geração.

Usina Eólica

Morro do Camelinho, nossa usina eólica, iniciou operações em 1994. A usina fica localizada em Gouveia, um município no norte de Minas Gerais. O projeto Morro do Camelinho é a primeira usina eólica do Brasil que será interligada à rede básica de transmissão. Apresenta capacidade de geração total de 1 MW, 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 Companhia e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

Compras de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, compramos 11.935 GWh de eletricidade de Itaipu, representando aproximadamente 34% da eletricidade por nós vendida a consumidores finais. Ademais, durante os mesmos períodos, compramos 14.420 GWh de eletricidade, respectivamente, do Sistema Interligado e outras concessionárias, que representou aproximadamente 41% da eletricidade vendida a consumidores finais.

Itaipu. É a maior usina hidrelétrica em operação do mundo, com capacidade instalada de 12.600 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% em Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. O Brasil é obrigado, de acordo com tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, a comprar a totalidade da eletricidade gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Na prática, o Brasil em geral compra mais de 95% da eletricidade de Itaipu.

Somos uma das 15 companhias elétricas que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da eletricidade gerada por Itaipu que cabe ao Brasil. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de eletricidade de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado histórica nas vendas de eletricidade totais. Atualmente somos obrigados a comprar aproximadamente 17% da totalidade da eletricidade comprada pelo Brasil de Itaipu. Estamos obrigados a comprar a energia de Itaipu a tarifas fixas 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 de transmissão dessa energia ao Sistema Interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de eletricidade de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real afetará o custo, em termos reais, da eletricidade que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa eletricidade 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.

Sistema Interligado. Também compramos eletricidade do Sistema Interligado, uma rede elétrica interligada nacional projetada para otimizar a geração de eletricidade no Brasil. As companhias de geração de eletricidade do Brasil, inclusive a Companhia, são obrigadas a transferir a eletricidade excedente ao Sistema Interligado, no qual fica então disponível para compra por parte de outras companhias de eletricidade. O cedente recebe um pagamento em reais pela eletricidade transferida a uma taxa que reflete apenas o custo operacional correspondente à eletricidade, excluindo-se lucro ou retorno sobre o investimento.

Em agosto de 1998, a ANEEL emitiu deliberação instituindo um sistema por meio do qual a compra de energia pelos distribuidores no atacado e a venda de eletricidade a distribuidores no atacado seriam regidas por contratos iniciais bilaterais. Esses contratos iniciais são negociados a tarifas e volumes predeterminados aprovados pela ANEEL. A ANEEL estabeleceu os volumes a serem

fornecidos nos termos de contratos iniciais de 1999 a 2002. No entanto, de 2003 até 2005, o volume de eletricidade permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzido em 25% ao ano. A energia não regulamentada será comprada por concessionárias de distribuição mediante leilões públicos conforme a Lei Federal N.º 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei Federal N.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002 e Decreto N.º 4.562, de 31 de dezembro de 2002. A energia não regulamentada que é comprada ou vendida mediante leilão público poderá ser comprada ou vendida por meio de contratos de compra de energia com prazos inferiores a 6 meses. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida mediante leilão público ou contratos de compra de energia por prazo limitado poderá ser comprada no MAE. Durante esse período, o volume total de energia comprada ou vendida de acordo com o leilão público ou contratos de compra de energia por prazo limitado não poderá exceder 5% do mercado de energia elétrica de concessionárias de serviço público em qualquer mês específico.

Distribuidores de eletricidade também estão obrigados a ter 95% da energia por eles contratada com consumidores finais garantida pela energia gerada por usinas próprias ou por meio de contratos de compra de energia. Embora ainda possamos realizar contratos com nossas afiliadas sem a necessidade de leilão público, nós ainda estamos obrigados a cumprir certas limitações de auto-negociação implementadas pela ANEEL. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A.

Transmissão

Nosso negócio de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de eletricidade a partir das usinas elétricas onde é gerada ao sistema de distribuição, que a leva aos consumidores finais. Nosso sistema de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaxadoras com voltagens que variam de 230 kV a 500 kV.

Em 1998, a ANEEL criou o ONS para supervisionar a transmissão de eletricidade no Brasil e promover um ambiente mais competitivo e menos regulamentado. Uma das principais metas do ONS é garantir que todos os participantes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão brasileira em bases não-discriminatórias. Nos termos da regulamentação da ANEEL, os proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão, a rede de transmissão de energia elétrica de todo o território do país, devem transferir o controle operacional de suas instalações de transmissão ao ONS. Cumprimos essa exigência ao celebrarmos um contrato de prestação de serviços de transmissão datado de 10 de dezembro de 1999. De acordo com esse contrato, o ONS celebra contratos com companhias de geração, companhias de distribuição e consumidores livres para uso da rede básica de transmissão. Conforme os contratos celebrados entre o NOS e usuários da rede básica de transmissão, os usuários pagam uma parte das receitas que temos permissão de receber (conforme determinação da ANEEL, nos termos de nosso contrato de serviço de transmissão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, registramos uma receita total de R\$154 milhões em decorrência desse acordo. Por outro lado, como também somos uma empresa de distribuição e como compramos eletricidade de Itaipu e de outras companhias elétricas, nosso uso da rede de transmissão exige que paguemos tarifas programadas ao NOS e aos proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, registramos despesas no total R\$251 milhões relativas aos pagamentos efetuados ao ONS. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” contido no Anexo A.

Transmitimos tanto a energia por nós gerada como a energia que compramos de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras fontes. Em 31 de dezembro de 2001, possuíamos, também, 112 consumidores industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (pelo menos 69 kV por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses consumidores industriais responderam por aproximadamente 61% do volume total de eletricidade por nós vendida no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001. Também transmitimos energia a sistemas de distribuição por meio da divisão Sul/Sudeste do Sistema Interligado.

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

Capacidade da Rede de Transmissão	Extensão da Rede de Transmissão em Km (de subestações de geração para subestações de distribuição)		
	Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
500 kV	2.174	2.178	2.178
345 kV	1.924	1.887	1.887
230 kV	864	896	896
Total.....	4.962	4.961	4.961

	Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações⁽¹⁾		
	Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Número de subestações abaixadoras.....	30	29	29
MVA	14.263	13.917	13.892

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

Ampliação de Capacidade de Transmissão

Em conformidade com a nova estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro, as concessões para ampliação da infra-estrutura de transmissão de eletricidade no Brasil são concedidas de acordo com um regime de licitação.

Itajubá 3. A ANEEL outorgou-nos essa concessão em junho de 2000 para construção e operação de Itajubá 3, uma subestação abaixadora de transmissão de 600 MVA de Minas Gerais, no primeiro processo licitatório tendo por objeto uma subestação de transmissão realizado pela ANEEL. A construção teve início em outubro de 2000, estando sua conclusão programada para o primeiro semestre de 2003. A subestação terá dois transformadores de 300 MVA, com capacidade abaixadora de 500 - 138 kV, e será ligada à rede básica de transmissão por meio de duas linhas de transmissão de 500 kV. Esperamos investir até R\$75 milhões nesse projeto. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$72,2 milhões nesse projeto.

Itajubá 3 está estrategicamente localizada para reduzir a demanda sobre o sistema de transmissão da região sul de Minas Gerais. Itajubá 3 suprirá a rede de distribuição regional, dobrando a capacidade de transformação abaixadora instalada da região. Esperamos que Itajubá 3 aumente consideravelmente a eficiência e confiabilidade de nosso sistema de transmissão e sua capacidade de atender novos consumidores.

Vespasiano 2. Em outubro de 2001, a ANEEL outorgou-nos a concessão para a construção e operação da Subestação Vespasiano 2, próximo de Belo Horizonte. A construção teve início em outubro de 2001 e está programada para terminar durante o primeiro trimestre de 2003. Após concluída, essa subestação terá dois transformadores de 300 MVA, cada um deles com uma capacidade abaixadora de 500 - 138kV. Essa subestação será ligada à rede básica de transmissão através de uma linha de

transmissão e fornecerá energia adicional à região central de Minas Gerais. Esperamos investir até R\$65 milhões nesse projeto. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$20 milhões nesse projeto.

Bom Despacho 3. A ANEEL outorgou-nos a concessão para a construção e operação da Subestação Bom Despacho 3 em fevereiro de 2002. Essa subestação será construída na cidade de Bom Despacho a 150 Km de Belo Horizonte e está programada para ser concluída no segundo trimestre de 2004. A meta deste projeto é aumentar a confiabilidade da rede básica de transmissão na Região Sudeste do Brasil. Essa subestação incrementará a operação de nosso sistema e fornecerá 100 MVA de energia reativa ao sistema que melhorará a qualidade da eletricidade em nosso sistema e a rede básica de transmissão. Esperamos investir até R\$69 milhões nesse projeto. Em 30 de novembro de 2002, investimos R\$67 milhões nesse projeto.

Acreditamos que nosso sistema de transmissão precisará ser reforçado e ampliado por meio da construção de novas subestações e redes de transmissão dentro dos próximos cinco anos. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital”.

Distribuição

Nossas operações de distribuição consistem da transferência de eletricidade de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com voltagens menores de 230 kV. Fornecemos eletricidade a pequenos consumidores industriais aos valores mais elevados da escala de voltagem e a consumidores residenciais e comerciais aos valores mais baixos da escala.

De 1º de janeiro de 1997 a 31 de dezembro de 2001, investimos aproximadamente R\$1.567 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados, planta e equipamentos utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

Em 31 de dezembro de 2001, fornecíamos eletricidade a uma área geográfica que compreende 96,4% de Minas Gerais, atendendo mais de 5,4 milhões de consumidores, ou seja, aproximadamente 99,4% e 81,8% das populações urbanas e rurais de Minas Gerais, respectivamente. No exercício de 2001, efetuamos a ligação de 270.784 consumidores novos à nossa rede de distribuição, inclusive consumidores ligados como parte de nossos programas de eletrificação rural e urbana. Em 31 de dezembro de 2001, nossa rede de distribuição consistia de 506.171 transformadores de distribuição e 344 subestações de distribuição medindo a rede de distribuição, no todo, aproximadamente 338.770 quilômetros, em comparação com 328.412 quilômetros em 31 de dezembro de 2000. Em 31 de dezembro de 2001, éramos a segunda maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais.

As tabelas a seguir fornecem certas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição, nas datas indicadas:

Capacidade da rede de distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Km (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
161 kV	55,0	48,7	48,7
138 kV	10.387,7	10.387,7	10.167,6
69 kV	4.727,9	4.202,2	4.367,5
34,5 kV + Outras.....	990,8 ⁽¹⁾	1.427,0	1.416,9
Total.....	16.119,6	16.033,5	16.000,7

**Extensão da Rede de Distribuição em Km
(de subestações de distribuição a consumidores
finais)**

Tipo de redes de distribuição	Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Redes de distribuição urbanas aéreas.....	54.413,8	53.072,7	50.717,6
Redes de distribuição urbanas subterrâneas.....	312,8	306,9	304,9
Redes de distribuição rurais aéreas.....	267.966,3	258.999,9	247.682,9
Total.....	322.692,9	312.379,5	298.705,4

**Capacidade de Transformação Abaixadora de
Subestações⁽²⁾**

	Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Número de subestações.....	344 ⁽³⁾	293	291
MVA.....	7.860,3	7.983,0	7.880,7

- (1) A diminuição na extensão da rede de distribuição dessas linhas deve-se à remoção de certas linhas no leste de Minas Gerais em virtude da conversão de linhas de 34,5 kV para linhas 69 kV.
- (2) a capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.
- (3) O aumento significativo no número de subestações de distribuição é o resultado da definição revisada da subestação de distribuição de acordo com a legislação do setor elétrico brasileiro. As subestações abaixadoras com voltagem inferior a 230 kV ligadas e registradas como ativos de geração são atualmente consideradas como parte do nosso negócio de distribuição, embora a parcela elevadora dessas subestações permaneça classificada como subestações de geração.

Expansão de Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Segundo nossas previsões, esse crescimento será incrementado por ligações de novos consumidores, aumentos da utilização de eletricidade entre nossos consumidores existentes e necessidades adicionais de distribuição de eletricidade decorrentes dos novos projetos de produtores independentes de energia (PIEs). De acordo com a legislação aplicável, os PIEs têm direito de utilizar nossa rede de distribuição mediante pagamento de certas taxas. Nos próximos cinco anos, segundo nossas previsões, ligaremos aproximadamente 745.000 novos consumidores urbanos e 163.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média voltagem, 1.805 quilômetros de linhas de transmissão e 20 subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.540 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R\$1,8 bilhão na ampliação de nosso sistema de distribuição. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital”.

Adotamos um programa de desenvolvimento de eletricidade rural patrocinado pelo Governo Federal chamado “Lumiar”. Nosso plano é nos valer do Lumiar para atingir nossa meta de fornecimento de eletricidade a 100% dos consumidores rurais de Minas Gerais até 2007. Isto requererá recursos da ordem de aproximadamente R\$457 milhões, parcialmente providos pelos municípios e consumidores rurais que se beneficiarão do programa. Estamos participando, ademais, do projeto “Luz Solar”, que utiliza energia solar na iluminação de escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não alcançados por nossas redes de distribuição. Nossos programas de desenvolvimento rural serão financiados, em parte, de programas de crédito criados pelo Governo Federal e pelo Governo Estadual.

Perdas de Energia

As perdas de energia afetam nossos resultados financeiros tendo em vista que essa energia poderia de outra forma ter sido distribuída a consumidores finais ou outras concessionárias em retorno por pagamento. As perdas de energia estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas comerciais.

As perdas técnicas representam 97% de nossas perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação e transporte da energia elétrica através de 3.085 milhas de linhas de transmissão e 210.573 milhas de linhas de distribuição que operamos.

Nossas perdas técnicas aumentaram tanto em 1999 como em 2000. O registro desses aumentos resultou parte em decorrência de alterações na metodologia do cálculo de perda da ANEEL que eram realizados em julho de 1999. Essas alterações substituíram o registro de perdas de energia que ocorreram na rede básica de transformação desde o nível de empresa de geração até os níveis de sociedade de transmissão e distribuição. Consequentemente, as perdas de energia relativas ao transporte de energia gerada por Itaipu e energia transferida entre concessionárias para atender às exigências de curto prazo são agora distribuídas proporcionalmente entre companhias de distribuição de eletricidade, inclusive nós.

A fim de ajudar a minimizar essas perdas de energia, realizamos avaliações rigorosas e regulares sobre a qualidade de nosso fornecimento de energia. Nossos sistemas de transmissão e distribuição são atualizados rotineiramente para manter os padrões de qualidade e credibilidade, e, consequentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, operamos nossos sistemas de transmissão e distribuição a certos níveis específicos de voltagem a fim de minimizar perdas. Por essa razão, nossas perdas técnicas apresentaram queda em 2001.

As perdas comerciais representam 3% de nossas perdas de energia remanescentes, que resultam de fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. As perdas representaram 0,3% da eletricidade vendida durante 2001. A fim de minimizar as perdas comerciais, tomamos medidas preventivas, regularmente, incluindo:

- inspeção de medidores e conexões dos consumidores;
- modernização do sistema de medição;
- treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores;
- padronização dos procedimentos de instalação do medidor;
- instalação de medidores com garantia de controle de qualidade;
- atualização do banco de dados do consumidor; e
- desenvolvimento de uma rede de distribuição protegida contra roubo.

Além disso, estamos desenvolvendo um novo programa voltado para auxiliar a detectar e medir perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição, a partir da subestação de transmissão até os consumidores finais. Esperamos que esse programa seja implementado em 2003.

Clientes e Faturamento

Base de clientes

Nossos clientes do negócio de distribuição, que estão todos localizados dentro de nossa área de concessão em Minas Gerais, são classificados em cinco categorias principais: industriais (que incluem atividades de mineração, manufatura e transformação); residenciais; comerciais (que incluem empresas de prestação de serviços, universidades e hospitais); rurais; e outros (que incluem instituições governamentais e públicas). Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, vendemos

34.948 GWh de energia, representando receita de R\$4.587 milhões. Essas cifras não incluem vendas ao sistema interligado de energia e outras concessionárias.

Para o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2001, comparado ao período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2000, o volume de energia elétrica vendido por nós a consumidores industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros no mesmo período decresceram em 4,0%; 14,5%; 8,8%; 6,2% e 8,1%, respectivamente, refletindo a redução no consumo de energia devido ao racionamento de energia imposto pelo Governo Federal durante 2001.

A tabela a seguir fornece informações relativas ao número de consumidores que tínhamos em 31 de dezembro de 2001, bem como ao consumo por categoria de consumidor nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999:

Categoria de Cliente	Número de clientes em 31 de dezembro de	Consumo (GWh)		
		Exercícios findos em 31 de dezembro de		
		2001	2000	1999
Industrial.....	68.105	21.351 ⁽¹⁾	22.247 ⁽¹⁾	20.805 ⁽¹⁾
Residencial.....	4.429.005	6.475	7.576	7.448
Comercial.....	540.442	3.269	3.584	3.334
Rural.....	322.493	1.572	1.676	1.633
Consumo Próprio	-	52	62	61
Outros.....	52.025	2.229	2.425	2.358
Total.....	5.412.070	34.948	37.570	35.639

(1) Inclui o consumo de Sá Carvalho e Ipatinga, que consomem toda a energia que produzem.

Em 2001, tivemos acréscimo de 270.784 consumidores, representando crescimento de 5,3% em comparação com 2000, decorrente da expansão adicional de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

A maior parte da eletricidade por nós vendida é comprada por grandes clientes industriais. Em 31 de março de 2001, 112 de nossos clientes industriais eram servidos por energia elétrica de alta voltagem fornecida por ligações diretas a nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 48% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica no período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2001, e aproximadamente 27% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores clientes industriais responderam por praticamente 24% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes é de propriedade do Governo Estadual ou Federal.

Em 31 de dezembro de 2001, celebramos contratos de compra e venda de eletricidade padrão com 3.498 de nossos clientes industriais, dos quais 546 apresentavam demanda superior a 500 kW. Nosso contrato de compra e venda de eletricidade padrão celebrado com clientes industriais tem prazo de duração de três ou cinco anos, contendo uma cláusula de demanda mínima que exige que o cliente pague pela demanda contratada, que representa a capacidade de sistema reservada àquele cliente, bem como o consumo efetivo do cliente. Acreditamos que este método de faturamento nos proporciona uma fonte relativamente estável de receita.

A tabela a seguir apresenta nossos volumes de vendas de eletricidade industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2001:

Cientes Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como Porcentagem do Volume de Vendas de Energia Industrial Total
Siderurgia	4.408	20,65
Indústria de ferroligas	3.765	17,63
Indústria de metais não-ferrosos	2.690	12,60
Indústria mineradora	2.052	9,61
Indústria de cimento.....	1.087	5,09
Indústria automotiva	530	2,48
Outros	6.819	31,94
Total de consumidores industriais	21.351	100,00%

A tabela a seguir fornece informações adicionais relativas a nossos dez maiores clientes em 2001:

Dez Maiores Clientes (relacionados por ordem de energia total comprada de nós, em GWh, em 2001)	Indústria
Alcoa Alumínio S.A.– ALCOA	Alumínio
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.– USIMINAS	Siderurgia
White Martins Gases Industriais	Química
Companhia Paulista de Ferroligas	Ferroligas
Alcan Alumínio do Brasil S.A.– ALCAN	Alumínio
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio– CBCC	Ferroligas
Companhia Ferro Ligas de Minas Gerais– MINASLIGAS	Ferroligas
Rima Eletrometalurgia S.A.	Ferroligas
Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A.	Siderurgia
Ligas de Alumínio S.A.– LIASA	Ferroligas

A Alcoa Alumínio S.A., ou ALCOA, nosso maior cliente em 2001 em termos de eletricidade comprada, tornou-se uma APE em abril de 2002 e agora gera eletricidade para uso próprio em uma usina localizada fora do estado de Minas Gerais, construída para esse fim. Consequentemente, a ALCOA não é mais um de nossos maiores clientes.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de eletricidade variam segundo a categoria de consumidor. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são faturados no mesmo dia da leitura de seus medidores. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem eletricidade de alta e média voltagem (aproximadamente 8.000 consumidores recebem eletricidade a nível de voltagem igual ou maior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas, com exceção de instituições do setor público) são faturados dentro de dois dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias da entrega da fatura. Nossos clientes restantes são faturados dentro de sete dias a partir da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 10 dias da entrega da fatura ou de 15 dias após a 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.

Em 31 de dezembro de 2001, eram-nos devidos aproximadamente R\$170 milhões em faturas vencidas, originadas de cerca de 1,6 milhão de contas. Esse valor representou 3,7% de nossas vendas de 2001. Deste valor, R\$71 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias. Desde 31 de dezembro de 2001 temos acumulado R\$54 milhões como subsídio para contas duvidosas, representando 32% de nossos montantes vencidos. Com base em nossa experiência anterior, a grande maioria dos clientes inadimplentes paga sua fatura vencida antes do corte de fornecimento de eletricidade. Não existem restrições legais quanto à nossa capacidade de efetuar o corte de clientes inadimplentes.

Sazonalidade

Nossas vendas são afetadas pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial. Ademais, em geral há aumento de uso em todas as categorias de clientes durante o verão em razão das temperaturas elevadas. Certas cifras representativas do consumo trimestral de consumidores finais (não incluindo nosso próprio consumo) de 1998 até o terceiro trimestre de 2002, em GWh, são apresentadas abaixo:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
1998	8.766	8.976	9.186	8.741
1999	8.306	9.034	9.217	9.021
2000	8.923	9.364	9.572	9.649
2001	9.602	9.613	7.800	7.881
2002	8.295	9.074	9.114	-

Os consumos por consumidores finais durante o terceiro e quarto bimestres de 2001, se comparados aos mesmos períodos de 2000, sofreram uma queda em razão das medidas de racionamento de energia impostas pelo Governo Federal.

Concorrência

Concorrência e Grandes Clientes

Em conseqüência de legislação recente, há possibilidade de que outros distribuidores ofereçam eletricidade a alguns de nossos clientes existentes a preços menores do que aqueles que a Companhia é capaz de cobrar. Ademais, a Lei de Concessões recentemente aprovada exige que as companhias de distribuição e transmissão permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de uma taxa (cuja metodologia disciplinadora deverá ainda ser definida pelo Governo Federal) e possibilita a certos consumidores de eletricidade de grande porte firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Em conseqüência, os grandes consumidores de eletricidade dispõem atualmente de várias alternativas de distribuição, tais como:

- conectar suas próprias redes diretas a uma empresa de geração;
- pagamento de taxa a uma companhia de distribuição e transmissão, negociando, ao mesmo tempo, contrato de fornecimento com empresa de geração;
- negociação de contrato com empresa de distribuição; e
- auto-geração.

Ademais, as propostas do Governo Federal referentes à revitalização do setor elétrico estabelecem que consumidores livres (aqueles que não estão restritos a adquirir energia apenas de

concessionários de serviços públicos) em nossa área de concessão que optem por contratar conosco o seu suprimento de energia, terão o direito de comprar até 25% da energia por eles consumida em leilões públicos a serem realizados pelo Governo Federal. Para maiores detalhes com respeito às medidas de revitalização, vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A.

Exceto no caso da ALCOA, não temos conhecimento de planos, por parte de qualquer cliente de grande porte, de firmar contrato diretamente com geradoras que não a Companhia ou de passar para a auto-geração de eletricidade. Acreditamos ser prematuro determinar o possível efeito desse aumento em potencial de concorrência e das medidas de revitalização propostas sobre nossos resultados operacionais. Contudo, o aumento da concorrência, inclusive a perda de vários de nossos clientes de grande porte, poderia prejudicar de forma relevante nossa situação financeira e resultados das operações. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Concorrência” contido no Anexo A.

O ambiente cada vez mais competitivo poderá nos ser favorável em razão de nossa experiência com consumidores industriais de grande porte. Durante mais de 40 anos, tivemos um departamento exclusivamente dedicado à prestação de serviços a consumidores desse tipo. De acordo com nossa política de marketing, designamos gerentes a consumidores específicos, o que nos permite prestar serviços de atendimento ao consumidor sob medida. Por exemplo, desenvolvemos um site na Internet que os consumidores de grande porte podem utilizar em relação a serviços, informações e vendas. O nosso site na Internet é o primeiro do Brasil a efetivamente vender energia elétrica a usuários finais.

Também desenvolvemos importantes relações com vários consumidores industriais de grande porte com os quais esperamos iniciar atividades de co-geração e planejamos dar continuidade a esses relacionamentos no futuro. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica - Empreendimentos Conjuntos de Co-geração com Consumidores.”

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de sua expiração. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser renovadas sem necessidade de processo licitatório realizado pelo Governo Federal por prazos adicionais de até 20 anos mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido padrões mínimos de desempenho e a proposta seja de resto aceitável ao Governo Federal.

É possível também que vários de nossos clientes industriais de grande porte, como a ALCOA, se tornem APEs de acordo com a Lei de Concessões com a finalidade de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio. A outorga de certas concessões a nossos consumidores industriais de grande porte poderia prejudicar nossos resultados das operações.

Matérias-primas

Nossa principal despesa com matérias-primas constitui a compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de eletricidade. O consumo de óleo combustível para o período encerrado em 31 de dezembro de 2001 representou despesa de R\$75 milhões, que nos foram reembolsados pela Conta de Consumo de Combustível, ou Conta CCC, criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas e para o qual, nós e as concessionárias do setor de eletricidade devem fazer contribuições. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias - Encargos Regulatórios” contido no Anexo A. Acreditamos que o suprimento de óleo combustível seja disponível de imediato. Embora o preço de óleo combustível possa ser variável, nós, em geral, temos sido capazes de compensar, total ou parcialmente, os custos decorrentes do aumento do óleo combustível mediante o reajuste de nossas tarifas.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

Nossa subsidiária Gasmig foi constituída em 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. Detemos aproximadamente 95% da Gasmig. As ações restantes são detidas pela Minas Gerais Participações Ltda., ou MGI, o órgão de investimentos do Governo Estadual, e pela cidade de Belo Horizonte.

Em janeiro de 1993, o Governo Estadual outorgou à Gasmig concessão de distribuição exclusiva de 30 anos cobrindo todo o estado de Minas Gerais e todos os tipos de consumidores. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa mais eficiente em termos econômicos e não agressora do meio ambiente ao petróleo, propano, madeira e carvão. A Gasmig fornece atualmente cerca de um milhão de metros cúbicos de gás por dia, ou mcd, a 69 consumidores industriais. A Gasmig também fornece gás natural a 32 postos de gás natural automotivo e começou a fornecer gás natural a uma usina de geração de eletricidade em Juiz de Fora no final de 2001. Durante o período encerrado em 31 de dezembro de 2001, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

Minas Gerais responde por aproximadamente 17% do consumo de eletricidade total do Brasil. Muitas indústrias intensivas em termos de energia, como as de cimento, siderurgia, ferroligas e metalurgia operam no estado. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a quase 13 milhões de mcd até 2009, o que supera o abastecimento disponível projetado. Esperamos, além disso, o crescimento da demanda fora do estado. Ademais, a recente conclusão de um duto de gás natural entre o Brasil e a Bolívia, que fornece uma fonte significativa de gás natural, possibilita à Gasmig o melhor atendimento da demanda. A estratégia chave da Gasmig é ampliar sua rede de distribuição de forma a dar conta da parcela não atendida da demanda. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seus sistemas de distribuição para chegar a consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas.

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, a Gasmig apresentou receita total de R\$115 milhões e lucro líquido depois de impostos de R\$15 milhões.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, constituímos a Infovias, um empreendimento conjunto com a AES Força e Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. A Infovias dispõe de um rede de cabos de fibras ópticas para telecomunicações de longa distância instalada ao longo de nossas redes de transmissão que utiliza cabos de fibra ótica subterrâneos. Esse suporte de comunicação está conectado a uma rede de acesso baseada em tecnologia de cabos de fibra híbrida-coaxial e está posicionado ao longo de nossas linhas de transmissão e distribuição. Locamos à Infovias nossa infra-estrutura de rede de acordo com um contrato de locação operacional de 15 anos por nós celebrado em 31 de março de 2000. Esse contrato ainda está sujeito à aprovação pela ANEEL. De acordo com a legislação de telecomunicações brasileira exige também que coloquemos nossa infra-estrutura de rede à disposição de outros fornecedores de serviços de telecomunicações interessados em locá-la.

A Infovias iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Infovias através e sua rede é o acesso e transporte 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 Infovias está estendendo seus serviços de Internet de banda-larga, atualmente disponível na cidade de Belo Horizonte, para outras localidades em Minas Gerais.

Desde o início das operações comerciais, em janeiro de 2001, a Infovias presta serviço de rede de televisão a cabo e Internet nas 12 maiores cidades de Minas Gerais de acordo com contrato de prestação de serviço de 15 anos celebrado com a W@Y Brasil, uma das detentoras da concessão para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet a consumidores finais no estado. Nos termos desse contrato de prestação de serviços, a W@Y Brasil deverá pagar à Infovias uma porcentagem de suas receitas originadas da prestação de serviços a cerca de 12.000 consumidores finais.

A Infovias também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa. Utilizamos esse serviço para as comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos consumidores.

Em 2001, a Infovias adquiriu 51% de participação na W@Y TV Belo Horizonte, uma rede de televisão a cabo e provedor de serviços de Internet localizado em Minas Gerais. Nós e AES Força Empreendimentos Ltda. investimos R\$30 milhões através da Infovias.

Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL nos enviou um aviso alegando que deixamos de obter a autorização prévia da ANEEL exigida em relação ao nosso contrato de arrendamento de 15 anos com a Infovias. A ANEEL poderá impor uma multa contra nós em relação a essa reivindicação e poderá também impor restrições sob seus termos e condições. Vide “Item 8 – Informações Financeiras – Procedimentos Judiciais Após 31 de dezembro de 2001”.

Durante 2001, a Infovias apresentou a receita de R\$2 milhões. Atualmente, detemos uma participação de 99,92% das ações ordinárias da Infovias. Vide nota explicativa 1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria a governos e prestadoras de serviços públicos do setor de eletricidade com a finalidade de auferir receitas adicionais da tecnologia e expertise por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos oito anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, e El Salvador e para o governo do Panamá.

Em 9 de janeiro de 2002, constituímos a Efficientia S.A. para a prestação de serviços de soluções de otimização e eficiência de projeto e de operação e administração a usinas de fornecimento de energia. Possuímos uma participação de 100% na Efficientia S.A. A Efficientia S.A. ainda não iniciou operações.

Matérias Ambientais

Nossas atividades de geração, transmissão e distribuição estão sujeitas a legislação federal e estadual de cobertura ampla referente à preservação do meio ambiente. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias” contido no Anexo A. Os órgãos estaduais responsáveis pela expedição de licenças ambientais no estado de Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente, ou FEAM e o Conselho Estadual de Política Ambiental, ou COPAM.

Acreditamos que estamos dando cumprimento nos aspectos relevantes as leis e regulamentos ambientais pertinentes. Durante o ano de 2001, investimos aproximadamente R\$15 milhões no cumprimento da legislação ambiental.

Licenças

A legislação brasileira aplicável exige que as licenças sejam obtidas no que respeita à construção, instalação, expansão e operação de qualquer empresa que utilize recursos ambientais, cause

degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição do meio ambiente. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias” contido no Anexo A.

Em geral, os governos estaduais administram o processo de concessão de licenças ambientais para instalações que serão construídas dentro de seus territórios. No entanto, o Governo Federal administra o processo de concessão de licenças para instalações que possam representar um impacto ambiental em mais de um estado ou que puxam a água de vias aquáticas federais.

A Portaria Normativa do COPAM N.º 17, de 17 de dezembro de 1996, que estabelece que licenças operacionais deverão ser renovadas de tempos em tempos por períodos de 4 a 8 anos dependendo do impacto ambiental da instalação. Em virtude das disposições da Portaria N.º 28, de 13 de janeiro de 2003, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, ou IPHAN, a renovação referente a licenças operacionais para usinas hidrelétricas de energia está sujeita a um parecer favorável do IPHAN referente ao impacto arqueológico da usina. A Portaria N.º 28 também obriga que estudos deverão ser realizados pelos operadores de usinas hidrelétricas referentes ao impacto das usinas hidrelétricas em reservatórios de onde eles puxam a água. Os custos poderão ser associadas à obrigação de realizar tais estudos e tais custos poderão prejudicar de forma relevante nossos resultados operacionais.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

Nos termos da Resolução N.º 6, de 16 de setembro de 1987 do Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, os estudos de avaliação do impacto ambiental deverão ser desenvolvidos e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental deverá ser elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Embora não são necessários estudos para projetos concluídos antes de 1º de fevereiro de 1986, tais instalações deverão obter licença de operação ambiental corretiva, que poderá ser obtida mediante apresentação de formulário contendo certas informações referentes à instalação em questão.

A Lei Federal N.º 9605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória N.º 1710 (atualmente Medida Provisória N.º 2163/41), que estabelece o potencial para operadoras de projeto celebrarem contratos com os órgãos normativos ambientais competentes para o fim de dar cumprimento à Lei Federal N.º 9605. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA e a FEAM a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado operação antes de fevereiro de 1986. Nossas hidrelétricas de Emborcação, São Simão, Jaguará e Volta Grande enquadram-se todas nessa categoria. O IBAMA está atualmente analisando o requerimento de licença corretiva que apresentamos em nome da Emborcação. Também apresentamos requerimentos em nome de nossas usinas de São Simão, Jaguará e Volta Grande. Estamos atualmente aguardando as recomendações do IBAMA referentes à licença corretiva dessas instalações. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Avençamos com a FEAM promover o enquadramento gradual de nossas instalações localizadas em Minas Gerais na legislação aplicável. Não prevemos atualmente quaisquer custos relacionados a quaisquer recomendações que possam ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

Escadas para Peixes

As barragens de cada uma de nossas instalações de geração hidrelétrica podem apresentar perigo aos peixes que habitam os reservatórios vizinhos. A fim de reduzir o impacto dessas instalações nos peixes que habitam reservatórios vizinhos, em 1997 o Governo Estadual promulgou a Lei Estadual N.º 12.488, de 9 de abril de 1997, que impôs medidas para assegurar que os peixes de piracema que passam pelas barragens sejam redirecionados a escadas por meio das quais eles poderão passar de maneira

segura. Em 31 de dezembro de 2001, tínhamos projetos de escadas para peixes implantados em nossas instalações de Igarapé, Salto dos Moraes e Igarapava.

Bifenis Policlorizados

Os regulamentos federais brasileiros exigem que os equipamentos de sistema elétrico que necessitam de bifenis policlorizados, ou PCBs sejam substituídos por equipamentos alternativos que não necessitem de PCBs. Além disso, a Resolução CONAMA N.º 313, de 22 de novembro de 2002, exige que companhias de energia elétrica mantenham um inventário de seu equipamento e de materiais que necessitam de PCBs.

Demos início ao programa de substituição de equipamentos que vai além das exigências da aludida legislação. Até o final de 2001, substituímos 100% dos equipamentos que necessitavam de PCBs e desde então temos incinerado todo esse equipamento. Gastamos R\$5,5 milhões na eliminação dos PCBs.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. O COS é uma câmara de compensação de dados e central de controle que utiliza cabos coaxiais e de fibra óptica, microondas e outras tecnologias de comunicação para monitorar e coordenar nossos sistemas de geração e transmissão em tempo real, ajudando a garantir a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de eletricidade. Com a reestruturação do setor de serviços públicos brasileiros, o COS passou a operar por intermédio do ONS, controlando e supervisionando 30 subestações, 14 usinas de grande porte e 5.028 quilômetros de linhas de transmissão.

Centros de Operações Regionais de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por meio de sete Centros de Operações Regionais de Distribuição ou CORDs. Os CORDs monitoram e coordenam nossas operações de rede de distribuição em tempo real. Os CORDs são responsáveis pela supervisão e controle de 421 subestações de distribuição, 322.691 quilômetros de redes de distribuição de média voltagem, 16.121 quilômetros de redes de sub-transmissão, 4.964 quilômetros de redes de transmissão e 5,4 milhões de consumidores em nossa área de concessão.

Os CORDs utilizam várias tecnologias operacionais, tais como:

- CONCOD, programa de computador que gerencia as necessidades dos consumidores, como restauração fornecimento de eletricidade, comutação, desconexão e pedidos de inspeção;
- GEMINI, sistema de gerenciamento de eletricidade geo-referenciado que propicia uma visão geográfica de toda a rede de distribuição e subestações, possibilitando-nos averiguar informações importantes sobre a rede, tais como o número de consumidores afetados por interrupções de serviço; e
- OMNISAT, sistema de transmissão de dados via satélite que propicia comunicações rápidas e seguras entre os CORDs, nosso departamento de atendimento ao consumidor e nossos veículos de serviço em campo, permitindo enviar instantaneamente ordens de serviço a monitores especiais existentes em veículos que estiverem próximo ao local onde se necessitar do serviço, otimizando a eficiência de nossa frota e pessoal de serviço.

GISPLAN

GISPLAN é um sistema de computadores que nos auxilia no planejamento das expansões de nossas operações. Tem capacidade de determinar a localização geográfica de postes, transformadores e outras

instalações, ajudando-nos, por exemplo, na tomada de decisões acerca de onde nossa capacidade de rede precisa ser ampliada e da extensão da ampliação.

Rede de Telecomunicações Interna

Nossa rede de telecomunicações interna é uma das maiores do Brasil, incluindo um sistema de microondas de alta performance com alcance de 2.253 quilômetros, um sistema de telefonia com 135 centrais telefônicas e uma rede corporativa que integra 5.750 microcomputadores e um sistema de comunicação móvel com 3.500 aparelhos de rádio. Estamos ademais desenvolvendo vários projetos em associação com a Infovias baseados em redes de fibra óptica que se valem de nossa infra-estrutura de distribuição de postes e torres de transmissão, tendo por objetivo integrar nossas redes internas de voz, dados e imagens visando reduzir custos operacionais e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

Tecnologia PLC de banda estreita

A tecnologia de comunicação através de redes de eletricidade em banda estreita, ou tecnologia PLC, possibilita a transmissão de dados por meio de nossas redes de distribuição de eletricidade, permitindo-nos colher informações acerca de uso de eletricidade relativas a consumidores individuais. Essas informações podem ser usadas numa variedade de aplicações comerciais, tais como:

- Criação de atendimento customizado aos clientes, tais como esquemas de pagamento antecipado e opções de fixação de preços;
- Leitura automatizada de medidores e gerenciamento de carga;
- administração de contas, inclusive cobranças, corte e religação;
- avaliação de taxa de tempo de uso; e
- controle e gerenciamento de iluminação pública.

Temos atualmente 25.000 pontos de comunicação através da rede de eletricidade em banda estreita em operação. Esperamos poder utilizar a tecnologia PLC para reduzir consideravelmente a demanda de horários de pico em pontos de consumo ligados a essa tecnologia.

Tecnologia PLC de banda larga

A tecnologia PLC de banda larga permite o acesso à Internet por meio de nossas redes de distribuição de eletricidade. Em novembro de 2001, implementamos um projeto piloto para desenvolver esta tecnologia. Somos uma das primeiras concessionárias de energia no Brasil a trabalhar com tecnologia PLC de banda larga.

O objetivo do nosso projeto piloto da tecnologia PLC de banda larga é de testar, a longo prazo, a qualidade dos serviços de voz, dados e imagem fornecidos através da nossa rede de distribuição de baixa voltagem e verificar a viabilidade econômica de adicionar esta tecnologia ao segmento final de nossa rede de distribuição que se conecta aos consumidores finais. Este segmento final de nossa rede de distribuição é chamada “*last mile*” (“última milha”).

Centrais de Chamada

Temos duas centrais de chamada, uma em Belo Horizonte e uma na cidade de Uberlândia. Nossos consumidores finais podem usar um número para chamar gratuitamente a central de chamadas para obter informações sobre suas contas e informar problemas de serviço. Nossas centrais de chamada são integradas com as tecnologias disponíveis nos CORDs, possibilitando-nos fornecer aos consumidores informações plenamente atualizadas sobre questões de serviço.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Usamos vários sistemas de manutenção e reparos para minimizar interrupções não programadas do serviço elétrico prestado a nossos consumidores. Mais de 90% de nossas interrupções de serviço são consequência de fatores como descargas atmosféricas, incêndios, vento e corrosão de nossas redes de transmissão e distribuição, compostas em grande parte de redes aéreas não isoladas.

Ferramentas de Administração

Software de Gerenciamento

Implementamos oito módulos SAP R/3, um sistema de gerenciamento da SAP, empresa alemã de software de administração. Esse sistema fornece suporte nas áreas de contabilidade, custos, orçamento, investimentos, projetos, estoques, manutenção, ativos fixos e recursos humanos. A implementação desse sistema, em conjunto com a instalação, em abril de 1999, de uma nova rede de computadores corporativos projetada para dar suporte a esse sistema, aumentou nossa eficiência ao possibilitar-nos reformular, automatizar ou eliminar procedimentos de trabalho anteriormente existentes.

Programa de Qualidade Total

Em 1991, instituímos em toda a companhia um programa de controle de qualidade denominado “Qualidade Total”. Como parte do Programa de Qualidade Total, adotamos em 1999 o Projeto de Organização para Padronização Internacional, por meio do qual certificamos partes diferentes de nossas operações e administração que apresentam qualidade superior de acordo com padrões internacionais chamados ISO 9000 e ISO 14000. Certificamos também parte de nossas operações de acordo com critérios criados internamente.

Recebemos o certificado ISO 9000 para vinte e seis áreas de nosso negócio, incluindo certos escritórios de atendimento ao consumidor, centrais de chamada, laboratórios, oficinas, equipes de engenharia, e a usina hidrelétrica de São Simão a qual representou 30% de nossa capacidade instalada em 31 de dezembro de 2001.

Em fevereiro de 2000, a usina hidrelétrica de Nova Ponte, com uma capacidade instalada de 510 MW, recebeu o certificado ISO 14001 concedido pela DNV –Det Norske Veritas. Esta certificação inclui o reservatório de 500 quilômetros quadrados (193 milhas quadradas) bem como a reserva natural de Galheiro com 2.850 hectares (11 milhas quadradas). Nova Ponte é a primeira grande usina de energia na América Latina a receber este certificado.

Três unidades de distribuição, que cobrem quase 70 municípios, estão certificados de acordo com os critérios internos, que nós chamamos de EMS (*Emergency Management System/Sistema de Gerenciamento de Emergência*) da CEMIG. Produtos e serviços certificados incluem: conexões com novos clientes; faturamento; cobrança; vendas de produtos e serviços; expansão e melhoria da rede; operação da rede; manutenção e restauração da iluminação pública; manutenção e inspeção de redes aéreas e da rede; planejamento do sistema elétrico e manutenção e inspeção de subestação e equipamentos.

Como parte do programa de Qualidade Total, instituímos também um programa com ênfase na educação dos empregados. A participação nesse programa, denominado Círculos de Controle de Qualidade, ou CCQ, é voluntária e aberta a todos os nossos empregados. Em 31 de dezembro de 2001, foram registrados 40 CCQs. Os CCQs realizam reuniões semanais para tratar de problemas operacionais e técnicos, assim como suas soluções.

Ativo Imobilizado

Nossos principais ativos consistem das usinas de geração de eletricidade e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total referente à propriedade, usina e equipamento foi de R\$9.841 milhões em 31 de dezembro de 2001 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 44% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 53% e outras propriedades e equipamentos diversos representaram 3%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era 2,49% para instalações de geração, 3,08% para instalações de transmissão, 5,10% para instalações de distribuição e 9,20% para outras instalações diversas. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às suas finalidades a que se destinam.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

V.Sa. deverá ler as informações contidas nesta seção 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 princípios contábeis norte-americanos e apresentadas em reais.

Introdução

Somos uma empresa de energia elétrica de controle estatal e totalmente integrada dedicada sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2001, éramos a quarta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, fomos a segunda maior empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil, segundo medição em GWh de eletricidade vendida a consumidores finais. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2001. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes e Faturamento”. Em 31 de dezembro de 2001, geramos eletricidade em 40 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.675 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.503 MW desse total. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Eletricidade.” O Governo Estadual é nosso acionista controlador e estabelece nossa estratégia operacional e de longo prazo.

As subsidiárias a seguir descritas são nossas subsidiárias consolidadas em 31 de dezembro de 2001:

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100%). Sá Carvalho S.A. dedica-se à produção e venda de energia elétrica e detém a concessão para operar a usina hidrelétrica de Sá Carvalho.
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100%). A Usina Térmica Ipatinga S.A. é uma APE dedicada à produção e venda de energia elétrica na usina termelétrica e a vapor de Ipatinga.
- Gasmig (participação de 95,12%). Gasmig, empresa dedicada à produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural e produtos correlatos.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas que fazem parte deste relatório incluem os resultados financeiros da CEMIG e de nossas subsidiárias Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Gasmig. Nos períodos cobertos pela presente análise operacional e financeira, as companhias mencionadas acima não contribuíram de forma relevante para os nossos resultados financeiros consolidados. Vide nota explicativa 1 de nossas demonstrações financeiras.

Detínhamos uma participação de 49,44% na Infovias em 31 de dezembro de 2001. As principais atividades da Infovias são a prestação de serviços de comunicações e desenvolvimento de atividades correlatas através de sistemas integrados usando cabo de fibra ótica, cabo coaxial, equipamento eletrônico e outros itens. A Infovias iniciou operações comerciais em 2001. Também em 2001, a Infovias adquiriu 51% do capital social da Way TV Belo Horizonte, uma televisão a cabo e de provedor de serviços de Internet em algumas cidades do estado de Minas Gerais. Aumentamos nossa participação na Infovias para 99,92% em 2001. Vide nota explicativa 11 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Detemos também uma participação de 100% em cada uma das seguintes subsidiárias: Efficientia S.A.; Horizontes Energia S.A.; Usina Térmica Barreiro S.A.; CEMIG PCH S.A.; e CEMIG Capim Branco Energia S.A.. Essas companhias foram organizadas de forma a desenvolver projetos específicos no setor de energia elétrica e ainda não iniciaram suas operações. Nenhuma dessas companhias representou um impacto sobre nossos resultados financeiros consolidados em 2001. Vide nota explicativa 1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Políticas Contábeis Críticas e Estimativas

A elaboração de nossas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os princípios contábeis norte-americanos exige que façamos estimativas e suposições 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 suposições que acreditamos ser razoáveis em tais circunstâncias. Os resultados efetivos podem ser substancialmente diferentes daqueles estimados. Nossas políticas contábeis críticas que afetam os nossos julgamentos e estimativas mais significativos, utilizados na elaboração de nossas demonstrações financeiras estão especificados abaixo. Por favor, vide notas explicativas de nossas demonstrações financeiras consolidadas contidas neste relatório para a explanação mais detalhada dessas e de outras políticas contábeis.

Reconhecimento de Receita

Receitas são reconhecidas em regime de competência, ou seja, quando os bens e serviços são realmente prestados, indiferente de quando o pagamento é recebido.

Receitas advindas da venda da geração de eletricidade são registrados com base na produção entregue, fornecida mediante taxas especificadas nos termos contratuais ou prevalentes no mercado. As vendas de distribuição de energia a consumidores finais são reconhecidas quando do fornecimento da energia. As receitas das vendas de energia a consumidores finais são reconhecidas quando auferidas. O faturamento das vendas é efetuado em base mensal ao longo do mês. Receitas do ciclo de faturamento não faturadas até o final de cada mês são estimadas com base no faturamento de meses anteriores e acumuladas no final do mês. As diferenças entre as receitas não faturadas efetivas e estimadas, cujos montantes não têm sido significativos, são reconhecidas no mês seguinte.

Faturamentos antecipados de energia elétrica representam vendas a tarifas preestabelecidas, reajustadas contratualmente pela inflação ou variação da taxa de câmbio, de acordo com critérios específicos estabelecidos em cada contrato. As receitas são reconhecidas quando a eletricidade é efetivamente entregue e os faturamentos antecipados são conseqüentemente reduzidos.

Vendas de eletricidade a sistemas interligado de energia são registradas quando auferidas e faturadas mensalmente.

As receitas que recebemos de outras concessionárias que utilizam a rede básica de transmissão são reconhecidas no mês em que os serviços de rede são prestados às outras concessionárias.

Receitas auferidas de vendas de gás natural pela Gasmig são reconhecidas quando o gás natural é fornecido.

Serviços prestados incluem tarifas de conexão e outros serviços correlatos e as receitas são reconhecidas quando os serviços são efetivamente prestados. O efeito líquido de diferir as tarifas de conexão não é relevante para a nossa posição financeira consolidada e resultados de operações uma vez que as tarifas cobradas se aproximam dos custos da prestação de serviço.

O Imposto sobre Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, um imposto de valor agregado do governo, devida sobre as vendas finais a consumidor, ou VAT, é faturada aos consumidores e registrada como receita bruta. O VAT devido ao governo é registrado como uma dedução das receitas operacionais líquidas sob impostos em receitas na demonstração de resultados.

Ativos regulatórios

Em virtude das recentes alterações no setor de concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil e respectivos atos de órgãos regulatórios do Governo Federal, concluímos que estamos sujeitos às disposições da Declaração 71 de Padrões de Contabilidade Financeira, “Contabilidade para Efeitos de Certos Tipos de Regulamentações”, ou SFAS 71, tendo em vista que a estrutura de fixação de tarifa no Brasil estabelece a recuperação de certos custos admissíveis.

A SFAS 71 exige que concessionárias de serviço público com controle de tarifas, como a CEMIG, registrem certos custos e créditos permitidos no processo de fixação da tarifa em períodos diferentes de outras empresas que não estão sujeitas a esse controle. Esses custos e créditos são diferidos como ativos regulatórios e são reconhecidos na demonstração do resultado consolidado no momento em que são refletidos em tarifas. Dessa forma, capitalizamos os custos incorridos como ativos regulatórios quando existe uma expectativa provável de que a receita futura igual aos custos incorridos será faturada e cobrada como resultado direto da inclusão dos custos na elevação da tarifa determinada pelo regulador. O ativo regulatório diferido é realizado quando cobramos os respectivos custos mediante o faturamento do consumidor. A ANEEL realiza uma revisão de tarifa anualmente. Se a ANEEL excluir a recuperação de todo o custo, ou de parte dele, essa parte do ativo regulatório diferido estará prejudicada e, conseqüentemente, será reduzida na medida que os custos são excluídos. Avaliamos e analisamos a contabilidade de nossos ativos regulatórios em bases contínuas à medida que novos despachos regulatórios são editados e contabilizamos nossas atividades nos termos da SFAS N.º 71. Como reconhecemos ativos regulatórios de acordo com normas de órgãos reguladoras do Governo Federal, normas reguladoras futuras poderão impactar o valor contábil e tratamento contábil de novos ativos regulatórios.

Durante o exercício de 2001, os mercados de eletricidade sofreram racionamento ou a disponibilidade de eletricidade a consumidores foi reduzida em regiões significativas do Brasil, em virtude do baixo índice pluviométrico, redução de nossos níveis nos reservatórios e da significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada por recursos hidrelétricos. Esses fatores resultaram em vendas mais baixas. Em dezembro de 2001, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil, inclusive nossa empresa, celebraram um acordo amplo da indústria com o Governo Federal que estabeleceu a solução das questões relacionadas a racionamento, assim como a certas questões relativas a tarifas de energia. O acordo conhecido como Acordo Geral do Setor Elétrico, permite, em geral, a cobrança de aumentos de tarifas de consumidores de energia até que os valores perdidos pelas concessionárias de geração e de distribuição de energia em decorrência do racionamento sejam recuperados. Espera-se que os aumentos de tarifa estabelecidos no Acordo Geral do Setor Elétrico que têm a finalidade de reembolsar nossas perdas relacionadas ao racionamento estejam em vigor por um período médio de 72 meses a partir de janeiro de 2002. Contudo, não podemos assegurar que o valor

total das perdas relacionadas ao racionamento por nós incorridas sejam recuperadas durante esse período.

Além disso, estamos sujeitos às disposições das Força Tarefa para Questões Emergentes 92-07, “Contabilidade para Concessionárias de Tarifa Controlada para os Efeitos de Certos Programas de Receita Alternativa”, ou EITF 92-07, que determina um prazo máximo de 24 meses para a cobrança de ativos regulatórios relativos a perda de faturamento. Dessa forma, fomos obrigados a estimar essa recuperação do ativo com base em valores efetivamente cobrados em 2002 e em premissas de futuros faturamentos em 2003. O período estimado de 24 meses para a recuperação das perdas tem como base a Resolução N.º 90 da ANEEL, de 18 de fevereiro de 2002, e da Resolução N.º 36, de 29 de janeiro de 2003, que estabelecem que as perdas de faturamento decorrentes do período de racionamento serão recuperadas simultaneamente às operações de energia no MAE e antes da recuperação de custos adicionais da Parcela A.

Realizamos avaliações periódicas sobre a probabilidade de recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos a fim de determinar se as provisões de deterioração são necessárias com base em regulamentos aplicáveis da ANEEL. Registramos uma provisão de perda no valor de R\$150 milhões em 31 de dezembro de 2001. Essa provisão tem como base nossas projeções elaboradas pela Companhia, projeções essas que poderão ser alteradas em resposta às alterações regulatórias e outros desenvolvimentos. Vide notas explicativas 2 (r) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Avaliação dos ativos

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 redução significativa da indústria ou tendências econômicas. 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 de dois meses, uma perda por deterioração é reconhecida no montante em que o valor contábil do ativo exceder o valor justo do ativo. O valor justo é determinado pelos preços de mercado cotados, avaliações ou mediante a utilização de técnicas tais como os fluxos de caixa futuros não descontados esperados.

Passivo acumulado para contingências

Nossa empresa e nossas subsidiárias são parte em ações no Brasil decorrentes do curso normal dos negócios relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

Efetuamos a contabilidade de contingências de acordo com a SFAS 5, “Contabilidade para Contingências”, e as avaliações relativas ao resultado potencial dessas reivindicações são realizadas com o auxílio de nossos consultores jurídicos. Tais passivos acumulados são estimados com base em experiência histórica e na natureza das ações, assim como com base em informações fornecidas à nossa empresa por consultores legais internos e externos.

Benefícios pós-aposentadoria ao empregado

Patrocina um plano de benefício de pensão definido e um plano de contribuição de pensão definido cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. Estabelecemos também planos de seguro saúde pós-aposentadoria e pagamos prêmios de seguro de vida. Contabilizamos esses benefícios de acordo com SFAS 87 “Contabilidade para Pensão de Empregados”, e SFAS 106 “Contabilidade para Benefícios Pós-aposentadoria de Empregados, exceto Pensões”.

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 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outras, a taxa de longo prazo esperada sobre ativos do plano e aumento dos custos do salário e de seguro saúde. De acordo com os princípios contábeis norte-americanos, 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 prejudicar de maneira relevante nossas obrigações de pensão e pós-aposentadoria.

No terceiro trimestre de 2002, nós e a Sindieletró avençamos algumas mudanças para os planos de seguro saúde que oferecemos, que alteraram (i) os critérios utilizados para calcular as contribuições que nós, nossos empregados e aposentados somos responsáveis e (ii) os tipos de custos cobertos em cada plano. Essas alterações foram implementadas em 1º de janeiro de 2003. Neste momento, não podemos estimar o efeito financeiro dessas mudanças em nossa posição financeira consolidada ou resultados operacionais. No entanto, a avaliação atuarial dos efeitos dessas mudanças está atualmente em andamento.

Impostos Diferidos

Contabilizamos os impostos diferidos de acordo com SFAS 109 “Contabilidade para Impostos Diferidos”, que exige uma abordagem do ativo e passivo para registrar impostos atuais e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre a base de imposto do ativo e passivo e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas 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 histórica tributável, receita tributável futura projetada e momento previsto dos estornos das diferenças temporárias existentes. Se formos incapazes de gerar receita futura tributável ou dedutível suficiente, poderemos estar obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação contra todos ou contra uma parcela significativa de nossos ativos diferidos decorrente de um aumento substancial em nossa alíquota de imposto e um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais.

Depreciação

A depreciação é calculada utilizando o método de depreciação linear, a taxas anuais com base no tempo de vida útil do ativo, de acordo com os regulamentos da ANEEL e práticas do setor no Brasil. À medida que o tempo de vida útil diferir daquele previsto poderá representar um impacto no montante da depreciação acumulada em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Análise de Vendas de Eletricidade e Custo de Eletricidade Comprada

As tarifas praticadas no Setor Elétrico no Brasil são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade de reajustar e rever tarifas em resposta às mudanças nos custos de compra de energia e condições de mercado. A ANEEL, mediante o Acordo Geral do Setor Elétrico, estabeleceu aumentos extraordinários de tarifa de forma a compensar as companhias de distribuição pelas perdas incorridas resultantes do Plano de Racionamento de Energia. Cada contrato de concessão da companhia de distribuição também prevê um reajuste anual de tarifas com base em certos encargos regulatórios, custos de eletricidade comprada para revenda, custos para utilização de recursos hidrelétricos e custos de transmissão. Ademais, a cada cinco anos, as tarifas que podem ser cobradas pelas companhias de distribuição de consumidores finais são ajustadas com base em uma fórmula, a qual contém o “fator X”. O fator X tem a finalidade de permitir a ANEEL ajustar as tarifas de tal forma que o consumidor possa

compartilhar da realização da companhia de distribuição do aumento do rendimento operacional. O próximo reajuste do fator X está programado para ser realizado em abril de 2003.

A ANEEL também editou regulamentações referentes a tarifas que controlam o acesso ao sistema de transmissão e estabelece tarifas para transmissão. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores independentes para o uso dos sistemas interligados são revistas anualmente. A revisão considera as receitas que são permitidas das concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para maiores detalhes referentes à estrutura de fixação de tarifas no Brasil, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” no Anexo A.

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de eletricidade em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte, classificados como Grupo “A”, são cobrados de acordo com a capacidade de eletricidade que lhes é disponibilizada de acordo com disposições contratuais por nós, 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 eletricidade por nós comprada são determinadas por referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados. No caso de Itaipu, temos o compromisso de comprar 17% 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 eletricidade nos períodos indicados. Essas tarifas médias referem-se 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.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Vendas de Eletricidade:			
Tarifa média a consumidores finais (R\$/MWh)			
Tarifa Industrial	86,23	74,84	66,57
Tarifa Residencial	246,18	215,15	180,05
Tarifa Comercial	206,18	176,90	155,67
Tarifa Rural	131,04	113,96	99,82
Serviços públicos e outros.....	137,73	120,00	105,60
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores Industriais	21.351	22.247	20.805
Consumidores Residenciais.....	6.475	7.576	7.448
Consumidores Comerciais.....	3.269	3.584	3.334
Consumidores Rurais	1.572	1.676	1.633
Serviços públicos e outros consumidores.....	2.229	2.425	2.358
Tarifa média	132,45	117,60	102,79
Receita total (milhões de R\$)	4.587	4.478	3.678
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh).....	632	4.937	3.708
Tarifa média (R\$/MWh).....	102,85	23,50	16,99
Receita total (milhões de R\$) ⁽¹⁾	65	1116	63
Compras de Eletricidade de Itaipu:			
Volume (GWh).....	11.935	13.967	13.909
Custo médio (R\$/MWh).....	68,96	50,91	51,55
Custo total (milhões de R\$).....	823	711	717

(1) Não inclui R\$452 milhões relativos a transações de energia no MAE durante 2001 e 2000, respectivamente.

Tarifas

No passado, nossos resultados de operações foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que estamos autorizados a cobrar pela geração e distribuição de eletricidade. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controle da 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. Com base no novo regime regulatório, aplicam-se três estruturas de tarifas diferentes. Primeiro, a eletricidade que distribuimos a consumidores cativos (aqueles que não dispõem de meios alternativos de fornecimento de eletricidade, incluindo consumidores residenciais, comerciais e a maioria dos industriais) é fornecida a tarifas ajustadas anualmente, sendo o aumento percentual determinado por referência a uma fórmula que leva em conta aumentos de custo incorridos pela Companhia no exercício anterior. Segundo, a eletricidade que atualmente compramos de outros fornecedores e que vendemos a outros fornecedores está sujeita a tarifas fixadas pela ANEEL, contudo, durante os próximos quatro anos, 25% da eletricidade comprada e vendida ao ano no mercado atacadista por meio de contratos iniciais serão não regulamentados, deixando de ser controlados pelo regime de fixação de tarifas da ANEEL. Somos incapazes de avaliar o impacto dessa medida em nossas operações. Em terceiro lugar, podemos agora celebrar contratos de fornecimento de eletricidade a tarifas livremente negociadas com nossos clientes livres (consumidores que têm uma demanda igual ou superior

a 3MW de eletricidade a níveis de voltagem igual ou superior a 69kV), que optarem por não se sujeitar ao regime de fixação de tarifas da ANEEL. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” contido no Anexo A.

A ANEEL aprovou aumentos extraordinários de tarifa destinados 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 as Concessionárias de Eletricidade”.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Eletricidade

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 eletricidade 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 em resposta a tais condições. Primeiro, o presidente do Brasil promulgou a Medida Provisória 2.147, em 15 de maio de 2001 (conforme alterada pela Medida Provisória 2.152-2, em 1º de junho de 2001) criando a Câmara de Gestão da Crise de Energia. Essa força tarefa decidiu, em 16 de maio de 2001, exigir que certos distribuidores de eletricidade, inclusive nós, suspendessem a distribuição de eletricidade a novos consumidores (salvo consumidores residenciais e rurais) e a certas finalidades não essenciais, tais como eventos esportivos noturnos e uso publicitário, e reduzir a distribuição da iluminação de áreas públicas em 35%. Em segundo lugar, o presidente, mediante o Decreto 3.818, de 15 de maio de 2001, exigiu que o Governo Federal reduzisse o consumo de eletricidade em 35%, a partir de 1º de julho de 2001. Terceiro, em 18 de maio de 2001, o Governo Federal anunciou medidas de racionamento adicionais a serem impostas sobre consumidores industriais, comerciais e residenciais em áreas industriais e mais densamente populosas do Brasil, a partir de 1º de junho de 2001. Essas medidas exigiram que a maioria dos consumidores residenciais reduzisse o consumo de energia em 20% do consumo médio de maio, junho e julho de 2000. Os consumidores industriais e comerciais também reduziram o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Medidas adicionais estabeleceram o pagamento de bônus a consumidores residenciais cujo consumo de energia abaixo da meta obrigatória e cortes de energia e cobrança de sobretaxas cobradas de consumidores excedessem a meta obrigatória de consumo de energia. A ANEEL estabeleceu contas e controle específicos para registrar o efeito das medidas de racionamento relativas ao bônus, sobretaxa e outros custos correlatos. As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 1º de março de 2002.

Em 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, mediante a Medida Provisória N.º 4, aprovada pela Lei 10.310 de 22 de novembro de 2001, estabeleceu que concessionárias de eletricidade, nós inclusive, seriam reembolsadas por despesas associadas ao pagamento de bônus a consumidores e outros custos correlatos que excederam as acima mencionadas sobretaxas. Em 2002, recebemos aproximadamente R\$128 milhões como reembolso de uma parte das despesas por nós incorridas em relação ao pagamento de bônus a consumidores. Além disso, estamos atualmente negociando com a ANEEL nosso reembolso de aproximadamente R\$24 milhões relativos às sobretaxas que não foram pagas a nós por certos consumidores porque suas sobretaxas estão sendo contestadas. Embora não possamos assegurar com certeza, não esperamos incorrer uma perda em relação a esse valor pendente. De acordo com a Resolução N.º 600 da ANEEL, de 31 de outubro de 2002, esperamos ainda cobrar custos operacionais de aproximadamente R\$32 milhões relativos à adoção do Plano de Racionamento de Energia e que excedem valores recebidos de sobretaxas sobre tarifas do consumidor. A recuperação desses custos operacionais deverá ser aprovada pela ANEEL. Vide nota explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 12 de dezembro de 2001, mediante a Medida Provisória N.º 14, aprovada em 26 de abril de 2002 pela Lei N.º 10.438, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico.

Esse Acordo prevê que companhias de distribuição de energia elétrica no Brasil, como nós, serão compensadas por perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação será realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias terão o direito de usar esse aumento da tarifa por um período não superior a 82 meses, com início em janeiro de 2001. O Acordo Geral do Setor Elétrico prevê, ainda, um empréstimo concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, às companhias de distribuição em um valor equivalente a 90% das suas perdas de receita para que essas companhias possam manter seus saldos de conta como se nenhum programa de racionamento tivesse sido implementado. Esse empréstimo seria então amortizado ao BNDES utilizando a receita obtida da venda de energia a consumidores à taxa aumentada. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Ainda não está definido se obteremos esse empréstimo do BNDES.

Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual

Nossa liquidez, bem como o item “outras receitas” constantes em nossa demonstração do resultado, é afetada por pagamentos efetuados em relação à Conta CRC, a conta a receber do Governo Estadual. O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento a nós nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou 2002, e não efetuou qualquer pagamento até esta data em 2003. A fim de realizar um acordo relativo a tais valores pendentes, realizamos negociações com o Governo Estadual. Até hoje, essas negociações resultaram na negociação de duas alterações do Contrato da Conta CRC, que estão, cada uma delas, descritas abaixo.

A Segunda Alteração do Contrato da Conta CRC, assinado em 14 de outubro de 2002 (a “Segunda Alteração”) refere-se ao pagamento de 149 parcelas mensais, com vencimento de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando o valor total de R\$754 milhões, corrigido ao valor atual, em 31 de dezembro de 2001, acrescido de juros de 6% ao ano, reajustado com base no IGP-DI. Celebramos esta segunda alteração com o Governo Estadual a fim de preservar os termos e as condições do Contrato da Conta CRC original relativos às parcelas acima mencionadas. Não recebemos quaisquer pagamentos programados do Governo Estadual referentes ao saldo total em aberto da segunda alteração. Registramos uma provisão de perda em relação ao saldo total em aberto desta segunda alteração. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A Terceira Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 24 de outubro de 2002 refere-se a parcelas em aberto originalmente devidas nos termos do Contrato da Conta CRC de 1º de abril de 1999 até 31 de dezembro de 1999, e de 1º de março de 2000 até 1º de dezembro de 2002. Essas parcelas, no total de R\$451 milhões em 31 de dezembro de 2001, incorrem juros à taxa anual de 12%, reajustadas conforme o IGP-DI. Não recebemos quaisquer pagamentos programados relativos à esta terceira alteração. Podemos reter os pagamentos de dividendos e de juros sobre o capital devido ao Governo Estadual como nosso acionista como compensação face aos valores que o Governo Estadual deixou de nos pagar conforme os termos desta terceira alteração. Por esse motivo, não registramos uma provisão de perda em relação aos valores devidos conforme previsto em tal instrumento. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e a maior parte de nossas despesas operacionais são denominadas em reais. Temos níveis significativos de dívida e outras responsabilidades em moeda estrangeira. Em conseqüência, em períodos de reporte nos quais há desvalorização do real frente o dólar ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados das operações são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de variação monetária decorrentes de variação poderão ter impacto significativo sobre nossos resultados das operações 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 variação

monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Embora tenhamos de quando em quando avaliado impor limites à nossa exposição a endividamento em moeda estrangeira por meio de *hedge* de transações e outros derivativos, até o momento não recorremos a essas técnicas em grau significativo. Vide as notas explicativas 2.d, 16, 24 e 26(d) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O real depreciou aproximadamente 18,67% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2001 em decorrência da conjuntura econômica adversa na Argentina, assim como em virtude do fluxo reduzido de capital a partir dos ataques terroristas nos Estados Unidos em 11 de setembro de 2001. Em 2001, o Banco Central anunciou uma série de medidas defensivas, inclusive intervenção no mercado cambial, com a venda de dólares dos Estados Unidos e compra de reais. Após o anúncio, o real, inicialmente, subiu em relação ao dólar dos Estados Unidos, mas, desde então, tem flutuado de forma significativa. Em 28 de setembro de 2001, a taxa para compra ao meio-dia era R\$2,6730 para US\$1,00 e em 31 de dezembro de 2001, a taxa para compra ao meio-dia era R\$2,310 para US\$1,00. Mais recentemente, fatores que incluem o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001, e considerações relacionados às recentes eleições presidenciais no Brasil fizeram com que o real perdesse um percentagem significativa de seu valor medido em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 21 de março de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,4250 para US\$1,00.

Desverticalização

Introdução

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG, que centraliza sua administração. No entanto, nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem passado por modificações e desregulamentações fundamentais. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Metas de Reforma” contido no Anexo A. Em consequência, de acordo com nossas concessões e compromissos contratuais celebrados com a ANEEL, estamos obrigados a alterar nossa estrutura comercial e societária e “desverticalizar” nossas operações de geração, transmissão e distribuição. Esse processo de desverticalização, ou reestruturação, resultaria em uma nova estrutura organizacional na qual cada um de nossos negócios de geração, transmissão e distribuição desenvolveria suas operações como empresa separada, para fins administrativos, legais, regulatórios e fiscais. Cada uma dessas companhias separadas seria uma subsidiária integral da CEMIG e seria consolidada com a CEMIG para fins de reporte financeiro. Submetemos nosso plano de reestruturação à ANEEL. Não obstante as informações acima relatadas, em virtude de declarações públicas recentes do Governo Federal relatadas pela mídia, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Caso as exigências de reestruturação sejam eliminadas, solicitaremos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para retirar as cláusulas de reestruturação e rescindiremos nossos planos de reestruturação. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à CEMIG – Dificuldades Relativas à reestruturação de nossas operações podem prejudicar nosso negócio” e Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização”.

Relatório Financeiro e Considerações Fiscais

Segundo prevemos, a desverticalização não acarretaria diferenças relevantes na apresentação de nossos relatórios para fins financeiros em conformidade com os princípios contábeis norte-americanos ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição seriam consolidados com os da Companhia. Tampouco prevemos a alteração de nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, como consequência da desverticalização. Entretanto, segundo nossas previsões, nossos resultados operacionais seriam prejudicados em consequência da incidência de certos impostos brasileiros sobre a receita. Os impostos incidentes sobre

as receitas os quais afetarão de modo adverso os resultados de operações referem-se à Contribuição para Seguridade Social, ou COFINS e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor, ou PASEP e foram taxados sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de 3,65% em 2001, 2000 e 1999. Essa alíquota combinada aumentou para 4,65% em dezembro de 2002. Subseqüentemente à desverticalização, prevemos que os impostos sobre receita serão cobrados das subsidiárias com relação às receitas da subsidiária de geração e, separadamente, com relação às receitas da subsidiária de geração e, em separado, às receitas da subsidiária de distribuição.

Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2001 em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2000

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida aumentou 33,3% passando de R\$3.756 milhões em 2000, para R\$5.006 milhões em 2001, em razão principalmente da receita registrada auferida do ajuste regulatório extraordinário de tarifa em 2001, o qual teve o intuito de reembolsar as perdas de receitas incorridas em virtude do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas.

Em 2001, registramos uma receita relativa ao ajuste de tarifa regulatório extraordinário no valor de R\$789 milhões, de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, que prevê o reembolso das perdas de receita incorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas através de aumentos especiais de tarifa a serem faturadas para os consumidores finais. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade a consumidores finais totalizaram R\$4.587 milhões em 2001, um aumento de 2,4% em comparação com R\$4.478 milhões em 2000. Esse aumento resultou de um efeito líquido do aumento na tarifa média e uma diminuição no volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Houve um aumento de 12,6% na tarifa média em 2001 passando para R\$132,45 por MWh em comparação com R\$117,60 por MWh em 2000. As tarifas aumentaram 11,8% em maio de 2000 (em pleno vigor em 2001) e 16,5% em abril de 2001. O efeito positivo do aumento das tarifas foi parcialmente compensado por uma diminuição de 7,0% no volume de vendas de eletricidade a consumidores finais em função do Plano de Racionamento de Energia. Nossos consumidores residenciais, industriais e comerciais reduziram de forma significativa o consumo em 2001 em 14,5%; 4,0% e 8,8%; respectivamente, comparado a 2000. Apesar dos efeitos do Plano de Racionamento de Energia, acrescentamos 270.778 novos clientes à nossa rede em 2001. Vide notas explicativas 4 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia foram de R\$145 milhões em 2000. Esse aumento deve-se ao aumento expressivo na tarifa média em 2001, que passou de R\$29,4 por MWh em 2000 para R\$45,89 por MWh em 2001, e que foi compensado parcialmente por uma diminuição de 87,2% no volume de energia elétrica vendida. O aumento na tarifa média reflete tarifas mais altas praticadas durante o Plano de Racionamento de Energia.

As receitas provenientes do uso da rede básica de transmissão por outras concessionárias aumentaram 10,8%, passando de R\$139 milhões em 2000, para R\$154 milhões em 2001. Esse aumento ocorreu em virtude principalmente dos aumentos de tarifa de 14,7% e 11,6% em julho de 2000 e 2001, respectivamente.

Outras receitas operacionais aumentaram 21,02%, passando de R\$124 milhões em 2000, para R\$150 milhões em 2001, em razão de aumento de R\$365 milhões em receitas da Gasmig, refletindo um crescimento período a período de 43,8%, parcialmente compensado pela redução em R\$14 milhões nas receitas de serviços relativos a nossa atividade de distribuição de eletricidade, inclusive inspeção, conexão, leitura do medidor e outros, basicamente devido ao cancelamento obrigatório de certos encargos relativos a faturamentos vencidos de clientes.

Impostos sobre a receita aumentaram 5,4%, de R\$1.130 milhão em 2000 para R\$1,991 milhão em 2001, decorrente do aumento nas nossas receitas operacionais em 2001 comparadas a 2000. Os impostos sobre a receita consistem de VAT, cobrado à taxa média de 21% sobre vendas de eletricidade a consumidores finais (não incluindo receita de do ajuste regulatório extraordinário da tarifa), COFINS, cobrado à taxa de 3% e PASEP, cobrado à taxa de 0,65%. O VAT relativo à receita relacionada ao reajuste extraordinário regulatório da tarifa no total de R\$313 milhões, somente se tornará uma obrigação a ser registrada nas demonstrações financeiras quando do faturamento do consumidor. Assim, nenhuma provisão relativa ao VAT prejudicará nossos resultados porque nós somente cobramos esse valor de consumidores para transferi-los ao Governo Estadual (Vide Nota Explicativa 22 de nossas demonstrações financeiras.)

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 68,9%, passando de R\$3.316 milhões em 2000, para R\$5.599 milhões em 2001, em consequência, principalmente, do reconhecimento da provisão de R\$754 milhões relativa à conta a receber do Governo Estadual, assim como de aumentos em eletricidade comprada para revenda, depreciação e amortização, custos com pessoal, impostos sobre receitas e benefícios pós-aposentadoria de empregados.

Registramos uma provisão de R\$754 milhões relativa a nossa conta a receber do Governo Estadual em virtude da incerteza em relação à possibilidade de recuperação dos valores devidos nos termos do Contrato da Conta CRC (conforme alterado pela Segunda Alteração) entre 1º de janeiro de 2003 e 1º de maio de 2015. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos ainda uma provisão de R\$150 milhões para refletir nossa estimativa sobre a possibilidade de recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. Vide notas 2(r) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas de Itaipu. Somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capacidade a preços expressos em dólares dos Estados Unidos. Somos também obrigados a comprar eletricidade do MAE e Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas, sob os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico e de outras concessionárias do mercado atacadista a tarifas à vista. A eletricidade comprada para revenda aumentou 133,7%, perfazendo R\$1.914 milhões em 2001, contra R\$819 milhões em 2000, em consequência, principalmente, do registro da provisão de R\$952 milhões relativa à energia comprada do MAE durante o Plano de Racionamento de Energia e, em menor medida, do aumento na taxa de câmbio dólar/real aplicável às compras feitas de Itaipu.

Depreciação e amortização aumentaram 10,0%, passando de R\$583 milhões em 2000, para R\$641 milhões em 2001, em consequência, principalmente, do início de operação de novas linhas e redes de distribuição e transmissão.

A despesa com pessoal aumentou 14,0%, passando a R\$531 milhões em 2001, em comparação com R\$466 milhões em 2000, em consequência, principalmente, de aumentos de salário de 5,4%; 6,2% e 8,2% implementados em julho de 2000, novembro de 2000 e novembro de 2001, respectivamente, e do registro da provisão de R\$33 milhões relacionado ao programa de demissão voluntária, em março de 2001. Vide nota explicativa 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os benefícios pós-aposentadoria de empregados aumentaram 23,1% para R\$293 milhões em 2001 comparado com R\$238 milhões em 2000 em virtude da variação do custo dos juros no período. Vide nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos regulatórios decresceram 3,0%, passando de R\$433 milhões em 2000, para R\$420 milhões em 2001, em consequência de uma diminuição nos encargos da Conta CCC em 2001 totalizando R\$249 milhões em comparação com R\$282 milhões em 2000 e um decréscimo de R\$7 milhões nos encargos de indenização pela utilização de recursos hídricos, parcialmente compensados por um aumento de R\$26 milhões em contribuições obrigatórias ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que determina a compensação de companhias de energia por certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas ou não renovadas) que passaram de R\$104 milhões em 2000 para R\$130 milhões em 2001. Os encargos da Conta CCC representam contribuições feitas por companhias concessionárias do setor elétrico tendo em vista o subsídio do custo do combustível consumido no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro. A diminuição nos encargos da Conta CCC resultou do fato de que a parcela de R\$76 milhões desses encargos foi registrada como ativo regulatório diferido, sob custos da Parcela A não controláveis, de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico e alterações à legislação referente a tarifas em 2001. Vide notas explicativas 4 e 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 10,8%, perfazendo R\$216 milhões em 2001, em comparação com R\$195 milhões em 2000, basicamente em razão do aumento nas despesas relacionadas a serviços de cobrança, manutenção de nossas redes de distribuição e transmissão e operações das nossas centrais de chamadas.

Encargos para uso da rede básica de transmissão corresponde principalmente ao custo do transporte de eletricidade comprada de Itaipu e representou um aumento de 3,3% passando de R\$243 milhões em 2000 para R\$251 milhões, principalmente, em decorrência do aumento da tarifa de 11,6% em julho de 2001.

Outras despesas aumentaram 31,7%, passando de R\$208 milhões em 2000, para R\$274 milhões em 2001, em consequência de um aumento de R\$20 milhões em despesas de participação de lucros para empregados, provisões para contingências no valor de R\$18 milhões em 2001 em comparação com R\$9 milhões em 2000 e R\$90 milhões referentes a perdas líquidas relativas à alienação de ativos fixos (dos quais, R\$32 milhões estão relacionados a uma de nossas menores usinas hidrelétricas) em comparação com R\$66 milhões em 2000. Vide “Item 8.- Informações Financeiras – Processos Judiciais” e nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) operacional

Em consequência dos fatos expostos acima, tivemos um prejuízo operacional líquido de R\$593 milhões em 2001, comparado o lucro líquido operacional de R\$440 milhões no ano de 2000.

Receita Financeira (despesas)

Receita financeira (despesas) consistem de (i) receita financeira, que inclui principalmente receita de juros sobre a nossa conta a receber do Governo Estadual, receita de investimento, encargos moratórios em cobranças de eletricidade vencidas, correção monetária referente a impostos restituíveis, estornos das contas a receber renegociadas de juros e multas sobre impostos, ganhos cambiais, correção monetária de custos da Parcela A e ganhos com correção monetária e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida de empréstimos e financiamento, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, juros e multas sobre impostos, perda cambial, perdas com correção monetária e outras despesas. As despesas financeiras aumentaram para R\$48 milhões em 2001, em comparação com R\$42 milhões em 2000, em razão, principalmente, da perda cambial líquida de R\$105 milhões em consequência da depreciação de 18,7% do real contra o dólar dos Estados Unidos em 2001 (em comparação, no ano de 2000 houve uma depreciação de 9,3% do real contra o dólar dos Estados Unidos), e um aumento de R\$46 milhões em juros sobre empréstimos e financiamentos decorrentes da variação da inflação relativa

aos índices associados a nossos contratos de endividamento, parcialmente compensados por um aumento de R\$93 milhões nos valores devidos sob nossas contas a receber do Governo Estadual, um aumento de R\$40 milhões na receita advinda de investimentos de caixa temporários devido a um maior superávit de caixa em 2001 quando comparado a 2000 e R\$26 milhões de receita da correção monetária dos custos da Parcela A resultantes das alterações na legislação no que se refere a tarifas, em 2001. Vide notas explicativas 3, 4, 16 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de Renda

Os impostos de renda constituíram uma despesa de R\$78 milhões sobre o prejuízo antes do imposto no valor de R\$641 milhões em 2001 em comparação com uma despesa de R\$32 milhões sobre o lucro antes do imposto de R\$398 milhões em 2000. Deduções de R\$34 milhões e R\$62 milhões em 2001 e 2000, respectivamente, relativas aos juros sobre o patrimônio líquido ajudaram a reduzir o montante provisionado para impostos de renda em ambos os períodos. Não registramos quaisquer benefícios de imposto de renda relativa à provisão de nossa conta a receber do Governo Estadual tanto de acordo com os GAAP brasileiros, como de acordo com os princípios contábeis norte-americanos, devido ao tratamento de tal provisão como uma despesa não dedutível, uma vez que refere-se a um prejuízo em uma transação com um acionista controlador. Vide “Item 8. – Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos” e nota explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) líquido

Em conseqüência dos fatos expostos acima, apresentamos um prejuízo líquido de R\$719 milhões em 2001 em comparação ao lucro líquido de R\$366 milhões em 2000.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro lucro consolidado consistiu de R\$203 milhões em 2001, em comparação com o lucro de R\$19 milhões em 2000. Esse aumento em outros lucros consolidados em 2001 é conseqüência principalmente da redução significativa de nossas obrigações de benefícios projetadas em 2001 resultantes de um aumento no valor justo de mercado dos ativos incluídos nos planos administrados pela Forluz em comparação com o aumento das obrigações de benefício da Forluz. O aumento em 2001 no valor dos ativos foi resultante de um estorno de R\$166 milhões do passivo acumulado para contingências devido a promulgação de uma nova legislação permitindo a dedução, pela Forluz, de multas e juros de seus pagamentos de imposto de renda em relação a um certo processo judicial.

Lucro (prejuízo) consolidado

Em conseqüência dos fatos expostos acima, o prejuízo consolidado foi de R\$516 milhões em 2001 em comparação ao lucro consolidado de R\$385 milhões em 2000.

Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 2000 Em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 1999

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 26,4%, perfazendo R\$3.756 milhões em 2000, em comparação com R\$2.972 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento de 21,8% em vendas de eletricidade a consumidores finais e aumentos de menor monta em vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia e taxas para uso da rede básica de transmissão.

O aumento de 21,8% em vendas de eletricidade a consumidores finais, perfazendo R\$4.478 milhões em 2000 contra R\$3.678 milhões em 1999, deveu-se a uma combinação da tarifa média e

volumes de eletricidade vendida mais altos em 2000 em comparação a 1999. A tarifa média aumentou 14,4%, correspondendo a R\$117,60 por KWh em 2000, em comparação com R\$102,79 por KWh em 1999, em razão de um aumento na tarifa de 12,2% que se tornou efetivo em 15 de maio de 2000 e dois aumentos de tarifas em 1999; 16,3% e 3,9% em abril e junho de 1999, respectivamente, que refletiram nas tarifas médias para todo o ano de 2000, porém, parcialmente em 1999. O volume de vendas de eletricidade a consumidores finais aumentou 5,4%, em razão, principalmente, ao maior uso dos mercados industriais e comerciais, refletindo, em parte, o aumento de aproximadamente 224.201 novos consumidores em todos os segmentos durante o ano de 2000.

As vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia aumentaram 130,2%, perfazendo R\$145 milhões em 2000, em comparação com R\$63 milhões em 1999, em razão de um aumento de 72,9% na tarifa média, para R\$29,37 em 2000, comparado a R\$16,99 em 1999, e de um aumento de 33,1% no volume de energia elétrica vendida. O aumento da tarifa média reflete dois fatores: (i) volume mais alto de vendas ao sistema interligado de energia nas tarifas do mercado à vista, que são consideravelmente mais altas do que tarifas normais, refletindo vendas para o cumprimento de exigências de curto prazo de concessionárias pendente sua complementação da capacidade da nova usina; e (ii) o aumento realizado em 2000 das tarifas médias programadas, que são as mesmas para vendas no sistema interligado para vendas a consumidores finais, que estão resumidas acima.

As receitas de uso da rede básica de transmissão por parte de outras concessionárias aumentaram 95,8%, passando de R\$71 milhões em 1999, para R\$139 milhões em 2000. Esse aumento é consequência do efeito da instituição pela ANEEL, em julho de 1999, da resolução que prevê que as concessionárias de transmissão, como nós, começariam a receber pagamentos de ONS derivados de taxas pagas por outras concessionárias para seu uso da rede básica de transmissão. De maneira similar, o uso da rede básica de transmissão, sob o item custos e despesas operacionais, diz respeito ao pagamento efetuado por nós de encargos referentes a nosso uso da rede básica de transmissão valendo-se da infraestrutura de transmissão de propriedade de outras concessionárias. Vide “Item 4. Informações Sobre a Companhia - Transmissão”.

Outras receitas operacionais aumentaram 33,3%, passando de R\$93 milhões em 1999, para R\$124 milhões em 2000, em razão de aumento de R\$30 milhões em receitas da Gasmig, nossa subsidiária, refletindo 58% de crescimento período a período e um aumento de R\$6 milhões em serviços prestados relacionados à nossa atividade de distribuição, incluindo inspeção, ligação, leitura de medidor e outros serviços. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro” contido no Anexo A.

Os impostos sobre a receita aumentaram 21,1% de R\$933 milhões em 1999, para R\$1,130 milhão em 2000, principalmente em decorrência do aumento de nossas receitas operacionais em 2000. Os impostos sobre a receita consistem do VAT, cobrado à taxa média de 21% sobre as vendas de eletricidade a consumidores finais, COFINS, cobrado à taxa de 3% e PASEP, cobrado à taxa de 0,65%. Vide Nota Explicativa 22 de nossas demonstrações financeiras.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 17,9%, passando de R\$2.813 milhões em 1999, para R\$3.316 milhões em 2000, em consequência, principalmente, dos aumentos dos encargos regulatórios, encargos para uso da rede básica de transmissão, impostos sobre receitas e de eletricidade comprada para revenda. Vide nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas de Itaipu, da qual somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capacidade a preços expressos em dólares dos Estados Unidos, e em menor grau, de outras concessionárias do mercado atacadista a tarifas à vista. A eletricidade comprada para revenda aumentou 12,7%, perfazendo R\$819 milhões em 2000, contra R\$727 milhões em 1999, em consequência, principalmente, do volume de compras mais elevado a tarifas à vista no mercado atacadista, enquanto as compras de Itaipu eram

essencialmente estáveis em termos de volume e preços em 2000 em comparação com 1999. Vide nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O item depreciação e amortização aumentou em 5%, passando de R\$555 milhões em 1999, para R\$583 milhões em 2000, em razão, principalmente, da entrada em serviço de redes e linhas de distribuição e transmissão adicionais. Vide nota explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As despesas com pessoal aumentaram 19,2%, de R\$391 milhões em 1999, comparado com R\$466 milhões em 2000, em razão, principalmente, dos aumentos de salários de 2,2%, 5,4% e 6,2% implementados em janeiro de 2000, julho de 2000 e novembro de 2000, respectivamente, e, em menor grau, a uma redução de R\$20 milhões no valor da despesa trabalhista capitalizada em virtude da redução da construção em andamento em 2000 em comparação com 1999. Esses fatores mais do que compensaram uma redução de 1,8% na redução de pessoal para 11.603 empregados em 2000 em comparação com 11.810 empregados em 1999.

Os encargos regulatórios aumentaram 67,8%, passando de R\$258 milhões em 1999, em comparação com R\$433 milhões em 2000, em consequência, principalmente, de um aumento de 110,5% nos encargos da Conta CCC em 2000 que representou R\$282 milhões, em comparação com R\$134 milhões em 1999, e, em menor grau, a um aumento de R\$22 milhões nas contribuições exigidas ao Fundo RGR, passando de R\$82 milhões em 1999, para R\$104 milhões em 2000. O aumento nos encargos da Conta CCC decorre do aumento de quotas atribuíveis a crescentes custos de combustível fóssil durante 2000 e aumento na utilização da capacidade termelétrica em 2000.

Os encargos para uso da rede básica de transmissão aumentaram 60,9%, perfazendo R\$243 milhões em 2000, em comparação com R\$151 milhões em 1999. Como demonstrado acima em “- Receitas Operacionais Líquidas”, este encargo de uso foi instituído em julho de 1999, conforme a resolução da ANEEL. Para nós, esses encargos relacionam-se à maior parte do custo de transporte de eletricidade comprada de Itaipu.

Benefícios pós-aposentadoria do empregado aumentaram 23,3%, perfazendo R\$238 milhões em 2000, em comparação a R\$193 milhões em 1999, como consequência da variação do custo de juros no período. Vide nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 28,3%, perfazendo R\$208 milhões em 2000, em comparação com R\$290 milhões em 1999, principalmente em razão de contingências legais e regulatórias; disputas significativas de tarifas; reclamações trabalhistas e reservas para contas duvidosas, diminuíram para R\$15 milhões em 2000, em comparação com R\$105 milhões em 1999. Essa diminuição foi parcialmente compensada em despesas com publicidade e seguro. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos” e nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 27,5%, perfazendo R\$195 milhões em 2000, em comparação com R\$153 milhões em 1999, em razão de serviços adicionais subcontratados de fornecedores externos e aumentos do índice de preço relacionados a contratos de serviço existentes, refletindo aumentos significativos sobre os índices de 1999. Serviços significativos de terceiros incluem cobrança de faturas por bancos comerciais e sistema de reparo e manutenção.

Lucro Operacional

Em razão do acima exposto, o lucro operacional aumentou 176,7%, passando de R\$159 milhões em 1999, para R\$440 milhões em 2000.

Receita (despesa) Financeira

Receita (despesa) financeira inclui (i) receita financeira, que inclui receita de investimento; encargos sobre contas de usuários atrasadas, estorno de multas e juros regulatórios, receita de juros sobre a conta a receber do Governo Estadual, lucros de variação monetária e lucro cambial e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida, juros e multas sobre impostos, perdas de variação monetária, perda cambial e outras despesas. A receita (despesa) financeira aumentou para R\$42 milhões em despesa em 2000 comparado com a despesa de R\$295 milhões em 1999, em razão, principalmente, da diminuição de R\$260 milhões da despesa financeira relacionada, principalmente, à perda cambial e perda da variação monetária em virtude dos seguintes fatores: (i) depreciação do real em 9,3% contra o dólar durante 2000, em comparação com 48% em 1999; e (ii) o IGP-M, que mede as variações da inflação e é utilizado para reajustar a maior parte de nossa dívida denominada em real, aumentou 10,0% em 2000 comparado a 20,1% em 1999. Vide notas explicativas 16 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de Renda

Os impostos de renda apresentaram despesa de R\$32 milhões em receita antes do imposto de R\$398 milhões em 2000 comparado ao crédito de R\$114 milhões em perda antes do imposto de R\$136 milhões em 1999. Uma dedução de R\$62 milhões relacionado ao pagamento de juros sobre o patrimônio líquido ajudou a reduzir a provisão dos impostos de renda em 2000. Vide “Item 8 – Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos” e nota explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Em razão do acima exposto, tivemos um lucro líquido de R\$366 milhões em 2000, comparado ao prejuízo líquido de R\$22 milhões em 1999.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro lucro (prejuízo) consolidado apresentou a receita de R\$19 milhões em 2000 comparado ao prejuízo de R\$168 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento significativo em nossas obrigações de benefício projetadas em 1999 de acordo com SFAS N.º 87 relacionadas ao nosso plano de pensão e redução na variação do índice IGP-DI sobre tais obrigações, que representaram 10% em 2000 comparado a 20,1% em 1999.

Lucro (prejuízo) consolidado

O lucro consolidado representou R\$385 milhões em 2000 em comparação com um prejuízo de R\$ 190 milhões em 1999.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é intensivo de capital. 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 financiamento.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2001 totalizaram R\$218 milhões, em comparação com R\$236 milhões em 31 de dezembro de 2000 e R\$86 milhões em 31 de dezembro de 1999. Em 31 de dezembro de 2001, nem o nosso caixa, nem nosso equivalentes a caixa foram mantidos em outra moeda que não o real.

Fluxo Caixa provenientes de atividades operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2001, 2000 e 1999 totalizou R\$720 milhões, R\$831 Milhões e R\$777 milhões, respectivamente. O principal recurso de caixa foi a receita líquida, ajustada pelos índices de depreciação e amortização e, em 2001, ajustada pela provisão de perda relativa a nossas contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais e nossos ativos regulatórios diferidos.

Fluxo de Caixa de atividades de investimento

O caixa líquido empregado em atividades de investimento durante os períodos de 2001, 2000 e 1999 totalizou, respectivamente, R\$1.014 milhões, R\$456 milhões e R\$ 447 milhões, principalmente, em decorrência da compra de ativos imobilizados, destinados à construção de novas instalações de geração e à expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

Em 31 de dezembro de 2001, possuíamos investimentos restritos de curto prazo no valor de R\$468 milhões em decorrência da emissão, em novembro de 2001, de debêntures de longo prazo no valor de R\$625 milhões. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes”. A parcela restrita dos recursos dessa emissão deverá ser aplicada em nosso plano de investimento para a extensão de nossas operações de geração, transmissão e distribuição de energia.

Fluxo de Caixa provenientes de atividades financeiras

O caixa líquido provisionado por atividades financeiras durante 2001 totalizou R\$276 milhões, composto de R\$1.150 milhão em recursos de financiamento de longo prazo, inclusive empréstimos em dólares dos Estados Unidos e emissão de novembro de 2001 de R\$625 milhões de debêntures de longo prazo, compensado pela amortização de R\$ 702 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira (incluindo um pagamento de US\$121 milhões efetuado para o resgate Eurobonds com taxa fixa em novembro de 2001), e o pagamento de R\$172 milhões em dividendos e juros sobre o capital. Uma parte dos recursos de nossa emissão de debêntures de longo prazo, no valor de R\$468 milhões, foi registrada sob o item investimentos restritos de curto prazo em 31 de dezembro de 2001. Vide “Item 10. - Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

O caixa líquido empregado em atividades financeiras durante 2000 totalizou R\$225 milhões, em consequência da amortização de R\$349 milhões de financiamentos de longo prazo denominados em real e pagamento de R\$196 milhões de dividendos e juros sobre o capital parcialmente compensados por R\$320 milhões em recursos de empréstimos de longo prazo denominados em reais.

O caixa líquido utilizado em atividades financeiras durante 1999 totalizou R\$301 milhões, em consequência da amortização de R\$350 milhões de empréstimos denominados em real e pagamento de R\$278 milhões de dividendos e juros sobre o capital parcialmente compensados por R\$319 milhões em resultados de empréstimos de longo prazo denominados em reais e adiantamento para futuro aumento de capital de R\$8 milhões.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2001 totalizou R\$2.328 milhões (líquido de contas de depósito em garantia de investimentos de R\$152 milhões), composto de R\$2.011 milhões em dívida de longo prazo, R\$317 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. Em comparação com o

endividamento em 31 de dezembro de 2000 de R\$1.605 milhões (líquido de contas de depósito em garantia de investimento de R\$67 milhões) composto de R\$1.070 milhões em dívida de longo prazo, R\$453 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo e R\$82 milhões em empréstimos bancários a curto prazo. De nossa dívida de longo prazo (inclusive a parcela corrente) em 31 de dezembro de 2001, R\$1.335 milhão era denominado em moeda estrangeira (sendo R\$1.255 milhão denominado em dólares dos Estados Unidos) e R\$1.145 milhões era denominado em reais (líquido de contas de depósito em garantia de R\$152 milhões, dos quais R\$133 milhões rendem juros com base na taxa de câmbio, publicada pelo Banco Central do Brasil). Vide nota explicativas 16 e 26(d) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Embora estejamos, no momento, em concordância com tais cláusulas, essas e outras cláusulas podem limitar a nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigências de capital. Vide nota explicativa 16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Na qualidade de empresa de economia mista, estamos sujeitos a restrições nos termos da leis e regulamentos sobre financiamentos no Brasil relativos à nossa capacidade de obter financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes da realização de certas transações financeiras internacionais, e existem restrições sobre nossa capacidade de refinanciar a dívida existente obtida de instituições financeiras. Ademais, instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nós. As restrições mencionadas neste parágrafo não têm impedido a obtenção de financiamento embora não possamos afirmar que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil – Estamos atualmente enfrentamos limitações sobre nossa capacidade de obter financiamento”.

Os dispêndios de capital para aquisição de imobilizado para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999, indicados em milhões de reais, são os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2001	2000	1999
Projetos de geração de energia – Consórcio.	179	39	-
Outros	44	11	33
Total de dispêndio de capital para aquisição de imobilizado – Consórcio	223	50	33
Projetos de geração de energia – Ativo Imobilizado	6	107	31
Expansão da rede de transmissão.....	47	10	4
Expansão da rede de distribuição.....	206	260	382
Outros.....	64	29	10
Total da aquisição de imobilizado.....	323	406	427

Realizamos dispêndios de capital de aproximadamente R\$1.026 milhões em 2002 e, atualmente, planejamos efetuar dispêndios de capital totalizando aproximadamente R\$825 milhões em 2003. Espera-se que as principais destinações desses dispêndios sejam a expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Em 2002, provemos recursos de nossos dispêndios de capital e atingimos nossas exigências de liquidez mediante a combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Esperamos prover recursos a nossos dispêndios de capital e atender nossas demais exigências de liquidez em 2003 por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Pelo fato de contarmos basicamente com o caixa gerado das operações para gerar recursos que atendam as nossas exigências de liquidez e capital, fatores que causem o aumento ou diminuição de nossos lucros ou receitas líquidas podem causar efeito correspondente ao nosso acesso a recursos de liquidez.

No decorrer do período, prevemos que será necessário realizar dispêndios significativos de capital relacionados à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar uma variedade de recursos de liquidez, tais como fluxo de caixa de operações e financiamentos, relacionados a tais exigências. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco” para a análise de certas matérias que podem prejudicar nossa posição de liquidez.

Compromissos

Nossos compromissos e obrigações contratuais em aberto incluem provisões para pagamento de dívida principal, a obrigação de comprar eletricidade comprada 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 nossos futuros compromissos em milhões de reais, posição em 31 de dezembro de 2001:

	2002	2003	2004	2005	2006
Eletricidade comprada de Itaipu para revenda ⁽¹⁾ ..	1.199	1.405	1.405	1.405	1.405
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu ⁽¹⁾	41	43	43	43	43
Amortização de financiamento de longo prazo	535	373	467	427	369
Investimento na Infovias	97	130	60	-	-
Compromissos de Construção ⁽²⁾					
Usina Hidrelétrica de Aimorés	167	56	15	-	-
Usina Hidrelétrica de Irapé	87	224	251	160	9
Usina Hidrelétrica de Funil	78	26	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Queimado	71	20	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim	8	28	3	-	-
Subestação de transmissão Bom Despacho 3	-	60	9	-	-
	411	414	278	160	9
Total	2.283	2.365	2.253	2.035	1.826

(1) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu.

(2) Compromissos contratuais com contratados.

Pronunciamentos Recentes dos princípios contábeis norte-americanos

Em junho de 2001, O Conselho de Padrões de Contabilidade Financeira editou a SFAS 141, “Combinações de Negócios”. A SFAS 141 exige o método de compra de contabilidade para nossas combinações de negócios iniciados após 30 de junho de 2001 e elimina o método de comunhão de interesses. A implementação das disposições da SFAS 141, não resultou em impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em junho de 2001, o FASB editou a SFAS 142, “Fundo de Comércio e Outros Ativos Intangíveis”. A SFAS 142 aborda a contabilidade e relatório financeiros para o fundo de comércio e outros ativos intangíveis adquiridos e substitui a APB Opinião 17, “Ativos Intangíveis”. A SFAS 142 também altera a SFAS 121, “Contabilidade de Ativos Permanentes Deficitários e Ativos Permanentes que serão Alienados”, para excluir de seu escopo o fundo de comércio de ativos intangíveis que não estão amortizados. A SFAS 142 determina como os ativos intangíveis que são adquiridos individualmente ou com outro grupo de ativos (mas não aqueles adquiridos em uma combinação de negócio) deverão ser contabilizados nas demonstrações financeiras quando de sua aquisição. Essa declaração também estabelece como o fundo de comércio e outros ativos intangíveis deverão ser contabilizados após terem sido inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras. As disposições da SFAS 142 são obrigatórias para os exercícios sociais com início a partir de 15 de dezembro de 2001.

A aplicação antecipada é permitida a entidades cujo exercício social tenha início após 15 de março de 2001, desde que as primeiras demonstrações financeiras intercalares não tenham sido elaboradas. Uma exceção à data de eficácia da SFAS 142 aplica-se ao fundo de comércio e ativos intangíveis adquiridos após 30 de junho de 2001, que estarão imediatamente sujeitos às disposições de não amortização ou amortização da declaração. Com base no fato de não possuímos qualquer fundo de comércio ou ativo intangível relevante, a implementação dessa declaração não resultará em um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em junho de 2001, o FASB editou a SFAS 143, “Contabilidade das Obrigações da Baixa Contábil de Bem do Ativo”. A SFAS 143 exige que o valor justo do passivo da obrigação de baixa contábil de bem do ativo seja reconhecido no período em que é incorrido, caso seja possível realizar uma estimativa razoável do valor justo. Nos termos da SFAS 143, o passivo da obrigação de baixa contábil de bem do ativo é descontado e o aumento da despesa é reconhecido utilizando a taxa de juros livre de risco de ajuste do crédito em vigor quando o passivo foi inicialmente reconhecido. Além disso, as exigências de divulgação contidas na SFAS 143 fornecerão mais informações sobre as obrigações da baixa contábil de bem do ativo. A SFAS 143 é aplicável para demonstrações financeiras elaboradas para os exercícios sociais com início em 15 de junho de 2002, sendo que a aplicação anterior a essa data é recomendável. A implementação da SFAS 143 não terá um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em agosto de 2001, o FASB editou a SFAS 144, “Contabilidade da Deficiência ou Alienação de Ativos Permanentes” que substitui a SFAS 121, “Contabilidade da Deficiência de Ativos Permanentes e Ativos Permanentes que serão Alienados”, mas mantém disposições fundamentais da SFAS 121 para (a) reconhecimento/medição de ativos permanentes que serão mantidos e usados e (b) medição de ativos permanentes a serem alienados por meio de venda. A SFAS 144 também substitui as disposições de contabilidade e relatório da APB 30, “Relatório de Resultados Operacionais” para segmentos de um negócio que será alienado, mas mantém a exigência da APB 30 de relatar operações abandonadas separadas de operações que têm continuidade e especifica a exigência de relatório de um componente de uma entidade que foi alienada ou é classificado como mantido para venda. A SFAS 144 está em vigor para os exercícios sociais com início após 15 de dezembro de 2001 e períodos intercalares entre esses exercícios, sendo que a aplicação anterior a essa data é recomendável. Como a SFAS 144 é semelhante à SFAS 121, a implementação dessa declaração não resultou em um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em abril de 2002, o FASB editou a SFAS 145, “Revogação das Declarações do FASB 4, 44 e 64, Alteração da Declaração FASB 13 e Correções Técnicas”. A SFAS 145 revoga a SFAS 4, Relatório de Lucros e Perdas da Extinção de Débito”, que exige que todos os lucros e perdas da extinção de débito sejam somados e classificados como um item extraordinário, se relevante. A SFAS 145 exige que lucros e perdas da extinção de débito sejam classificados como extraordinários somente se atenderem aos critérios da APB 30, distinguindo dessa forma as transações que são parte de operações recorrentes daquelas que não extraordinárias ou menos frequentes, ou que atendem os critérios para a classificação de um item extraordinário. A SFAS altera a SFAS 13, “Contabilidade de Arrendamentos” exigindo que as mudanças nos arrendamentos que tenham efeitos econômicos semelhantes a transações de venda para arrendamento posterior sejam contabilizadas da mesma forma que a venda para arrendamento posterior. Ademais, a SFAS 145 revoga a SFAS 44, “Contabilidade para Ativos Intangíveis de Transportadores Automotivos” e SFAS 64, “Extinção de Débito Contraído para Satisfazer Exigências do Fundo de Amortização”, que não são aplicáveis a nossa empresa. As disposições da SFAS 145, tendo em vista que são relacionadas à revogação da SFAS 4, serão aplicáveis no exercício social de 2003. Algumas disposições relativas à SFAS 13 estarão em vigor para transações que ocorram após 15 de maio de 2002. A implementação dessa declaração não resultou em um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em junho de 2002, o FASB editou a SFAS 146 “Contabilidade para Custos Associados às Atividades de Saída ou Demissão”. Essa declaração aborda contabilidade financeira e relatório de custos

associados às atividades de saída ou demissão e anula Questões Emergentes Força Tarefa (EITF) Edição 94-3, “Reconhecimento de Responsabilidade de Certos Benefícios de Rescisão do Empregado e Outros Custos da Saída de uma Atividade (inclusive Certos Custos Incorridos em uma Reestruturação). A diferença principal entre esta declaração e a EITF 94-3 refere-se às exigências desta declaração para o reconhecimento de uma responsabilidade pelo custo associado à atividade de saída ou disposição. Esta declaração exige que uma responsabilidade pelo custo associado a uma atividade de saída ou demissão seja reconhecida quando a responsabilidade for incorrida. Nos termos da EITF 94-3, uma responsabilidade pelos custos da saída definidos na EITF 94-3 foi reconhecida na data de um compromisso da instituição a um plano de saída. Uma conclusão fundamental determinada pela FASB nesta declaração é a de que um compromisso de uma instituição a um plano que, por si só, não cria uma obrigação efetiva perante outros que atenda à definição de uma responsabilidade. Esta declaração também estabelece que o valor justo é o objetivo para a medida inicial da responsabilidade. Esta declaração aprimora o relatório financeiro exigindo que uma responsabilidade pelo custo associado a uma atividade de saída ou demissão seja reconhecida e medida inicialmente pelo valor justo somente quando a responsabilidade for incorrida. A contabilidade de eventos e circunstâncias semelhantes será a mesma, aprimorando dessa forma a veracidade comparativa e representativa das informações financeiras relatadas. As disposições desta declaração são efetivas para atividades de saída ou demissão iniciadas após 31 de dezembro de 2002, sendo estimulada a antecipação de sua aplicação. Nossa administração não espera que a adoção da SFAS 146 terá um impacto relevante sobre nossos resultados operacionais consolidados, situação financeira ou fluxo de caixa.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos em campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança. Durante os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2000 1999, despendemos um total de aproximadamente R\$9,5 milhões, em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R\$8,5 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, durante esse período. Esses números não incluem as compras de tecnologia como hardware e software de computador e outros itens relacionados a tecnologia. Despendemos um total de aproximadamente R\$21 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2002 e esperamos despendar um total de aproximadamente R\$25 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2003. Realizamos esses esforços de acordo com a Lei Federal 9.991 que exige que as companhias de eletricidade brasileiras despendam pelo menos 0,5% de seu lucro líquido em projetos de pesquisa e desenvolvimento, assim como de acordo com nossos planos corporativos estratégicos.

Dedicamos uma parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento a fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e térmica. Por exemplo, nossa usina eólica experimental de Morro do Camelinho, com capacidade instalada de 1 MW, iniciou operações em 1994. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica - Usina Eólica”. Dedicamo-nos atualmente à pesquisa e desenvolvimento de energia alternativa por meio de projetos que implicam:

- o desenvolvimento do primeiro protótipo da América Latina de 500W e 1.000W de células de combustível de hidrogênio (*Direct Hydrogen Proton Exchange Membrane Fuel Cells*) e pesquisa relativa ao desenvolvimento de células movidas diretamente por etanol ou sem reforma externa (*Direct Ethanol Proton Exchange Membrane Fuel Cell*);
- emprego de tecnologias de baixo custo relativas à geração de eletricidade, tais como motores Elsbeth e Stirling, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos, micro turbinas, células de combustível de alta temperatura e biogás extraído de biomassa vegetal e animal;
- criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia; e
- um programa de pesquisa conjunta com a Universidade Federal de Itajubá relativa a usinas hidrelétricas de menor porte, geração térmica e recursos de energia distribuída;
- um programa de pesquisa conjunta com o Centro Tecnológico de Minas Gerais voltado para o desenvolvimento de uma célula fotoelétrica de baixo custo; e

- o um programa de pesquisa conjunta com o Centro Federal de Educação Tecnológica voltado para o desenvolvimento de usinas de energia solar de pequeno porte usando materiais de baixo custo.

Entre nossos projetos de pesquisa e desenvolvimento em áreas não relacionadas a fontes de energia alternativas incluem-se:

- programa de pesquisa em relação a raio, a causa principal de interrupção de energia elétrica, que utiliza a primeira estação de pesquisa de tempestade da América do Sul e o primeiro sistema de rastreamento e localização de raios do Brasil, e uma parceria com a Universidade Federal de Minas Gerais que criou o Centro de Pesquisa de Raio;
- programa de pesquisa relacionado a geologia em parceria com a Universidade Federal de Ouro Preto;
- projeto de reposição de vegetação ciliar em parceria com a Universidade Federal de Lavras;
- projeto de previsão do tempo e meteorologia em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais;
- projeto de proteção aos peixes em parceria com a Universidade Federal de Minas Gerais; e
- programa de pesquisa que busca desenvolver condutores de redes elétricas novos e de desempenho superior.

Colaboramos também no desenvolvimento de programas relativos à geração de eletricidade em áreas remotas e para consumidores de baixa renda, tais como nossos programas Lumiar e Luz Solar. Vide “- Distribuição - Expansão de Capacidade de Distribuição.”

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.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

Somos administrados por nosso Conselho de Administração, que consiste de 11 conselheiros, cada um com um suplente correspondente, e por nossa Diretoria, que consiste de seis diretores executivos. Como nosso acionista majoritário, o Governo Estadual tem direito de eleger a maior parte de nosso Conselho de Administração, podendo, por conseguinte, controlar a orientação e operações futuras da Companhia. Cada detentor de uma ação ordinária tem o direito de votar para eleger os membros do Conselho de Administração. Mediante o sistema de votação cumulativa estabelecido na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e regulamentos da CVM, qualquer acionista detentor de, pelo menos, 10% das ações ordinárias em circulação poderá acumular votos para um ou mais de um nomeado como membro de Conselho de Administração.

Em consequência de alterações recentes na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira (Lei N.º 10.303), detentores de ações preferenciais que representam, pelo menos, 10% de nosso capital social ou detentores de ações ordinárias que representam, pelo menos, 15% de nosso capital com direito a voto (outro que não o acionista controlador) têm o direito de nomear um membro efetivo e um suplente do Conselho de Administração. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou preferenciais preencham os respectivos limites acima mencionados, os acionistas que representarem, pelo menos, no total, 10% de nosso capital social poderão reunir suas ações para nomear um membro e um substituto do Conselho de Administração.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração reúne-se, via de regra, uma vez a cada dois meses, em caráter ordinário. Suas responsabilidades incluem a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição e fiscalização de nossos diretores.

Cada membro efetivo do Conselho de Administração possui um suplente, que é eleito nas assembléias gerais de acionistas da mesma forma que o membro efetivo. Conselheiros suplentes atuam como substitutos de seus respectivos conselheiros, de quando em quando, quando os conselheiros não estão disponíveis para desempenhar suas funções de conselheiros ou, no caso de vacância no Conselho de Administração, até que o novo conselheiro seja nomeado para preencher tal vacância. Nenhum membro efetivo ou membro suplente de nosso Conselho de Administração possui um contrato de serviço celebrado conosco ou qualquer subsidiária que prevê benefícios após rescisão do vínculo empregatício.

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. Dos atuais 11 integrantes de nosso Conselho de Administração, sete foram eleitos pelo Governo Estadual e quatro foram eleitos pela Southern. Os mandatos dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram em abril de 2003.

Os nomes, cargos e datas da nomeação original de nossos conselheiros e de seus respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Wilson Nélio Brumer ⁽¹⁾	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Djalma Bastos de Morais.....	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Francelino Pereira dos Santos.....	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Antônio Adriano Silva.....	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Flávio José Barbosa de Alencastro.....	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Oderval Esteves Duarte Filho ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril 2000
Marcelo Pedreira de Oliveira ⁽²⁾	Conselheiro	30 de abril de 2002
João Bosco Braga Garcia ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
Sérgio Lustosa Botelho Martins ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
Maria Estela Kubitschek Lopes	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Alexandre Heringer Lisboa	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Fernando Lage de Melo	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Francisco Sales Dias Horta	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Marco Antônio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Antônio Athayde Vasconcelos	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Guilherme Horta Gonçalves Júnior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Geraldo Dannemann ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Mário Lúcio Lobato ⁽²⁾	Suplente	27 de fevereiro de 2003

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Carlos Suplicy de Figueiredo Forbes ⁽²⁾	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Marc Leal Claassen ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Fernando Henrique Schuffner Neto	Suplente	30 de abril de 2000
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003

(1) Presidente do Conselho de Administração.

(2) Eleitos pela Southern.

Seguem-se breves informações biográficas sobre nosso Conselho de Administração:

Wilson Nélio Brumer – O Sr. Brumer formou-se em administração de empresas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade – FUMEC – BH em 1975 e completou diversos cursos de administração financeira, planejamento e desenvolvimento gerencial no Brasil e no exterior. É Secretário do Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais desde janeiro de 2003 e conselheiro da Valepar S.A. desde janeiro de 2001. Foi presidente do conselho das seguintes empresas: BHP Billiton Brasil, de novembro de 1998 a dezembro de 2002; Grupo Paranapanema, de fevereiro de 1996 a outubro de 1998; Aço Minas Gerais – Açominas, de maio de 1995 a junho de 1997; Eletrometal Metais Especiais S.A., de 1994 a 1996; Brasifco S.A., de 1993 a 1996; Rio Doce Finance Ltd. – RDF, de 1990 a 1992; Itabira International Company Ltd. – ITACO, de 1990 a 1992; e Navegação Rio Doce S.A. – DOCENAVE de 1990 a 1991. Foi vice presidente do Conselho de Administração das seguintes companhias: Acesita, de novembro de 1992 a outubro de 1998; Acesita Energética S.A., de 1992 a 1996; Forjas Acesita S.A., de 1992 a 1996; CVRD, de 1990 a 1992, e Grupo Villares, que inclui as Indústrias Villares, Aços Villares S.A. e Elevadores Atlas S.A., de fevereiro de 1995 a outubro de 1998. Foi conselheiro da: Companhia Siderúrgica de Tubarão – CST, de julho de 1996 a abril de 1999; Varig de novembro de 1994 a fevereiro de 1996; Usiminas, de outubro de 1991 a novembro de 1992; Companhia Siderúrgica Tubarão, de agosto de 1992 a novembro de 1992; Rio Doce Geologia e Mineração S.A. – DOCEGEO, de 1998 a 1990; Florestas Rio Doce S.A., de 1988 a 1990; e Ferritas Magnéticas S.A. - FERMAG, de 1984 a 1986. O Sr. Brumer foi também diretor presidente da Acesita, de novembro de 1992 a outubro de 1998; Companhia Siderúrgica de Tubarão, de julho de 1996 a abril de 1999; CVRD, de abril de 1990 a novembro de 1992; Acesita Energética S.A., de 1992 a 1993; e Forjas Acesita S.A., de 1992 a 1993. Foi diretor financeiro da CVRD, de fevereiro de 1988 a abril de 1990. Fez parte também do conselho fiscal de Navegação Rio Doce S.A. – DOCENAVE, de 1983 a 1987 (presidente); Urucum Mineração S.A., de 1983 a 1984; e Fundação Vale do Rio Doce de Seguridade Social – VALIA, de 1982 a 1983. Foi também presidente do Instituto Brasileiro de Siderúrgicas de agosto de 1997 a maio de 1999, presidente do Conselho de Política Industrial da Federação das Indústrias de Minas Gerais, de 1994 a 1999, presidente do comitê financeiro da Valesul Alumínio S.A., de 1984 a 1988, diretor executivo da Associação Brasileira de Comércio Exterior – AEB, de 1994 a 1997, e membro de diversos conselhos e comitês.

Djalma Bastos de Moraes – O Sr. Moraes é formado em engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. De 1995 a 1998, foi Vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A., a empresa de petróleo brasileira. De 1993 a 1994, exerceu o cargo de Ministro das Comunicações do Brasil. Ocupou também 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.

Francelino Pereira dos Santos – O Sr. Santos formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais, em 1949. Foi também senador de 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.

Antônio Adriano Silva – O Sr. Silva é formado em administração de empresas com especialização em marketing. Trabalhou para várias empresas 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.

Flávio José Barbosa de Alencastro – O Sr. Alencastro formou-se em administração de empresas em 1988 na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade de Brasília – UniCEUB e completou o curso de pós-graduação em Desenvolvimento Gerencial na Universidade de Brasília. Atualmente, está cursando a faculdade de direito na Universidade de Brasília. É também secretário particular do Governador de Minas Gerais. Foi Chefe de Gabinete do Presidente da Câmara Federal de 2001 a 2002, Chefe de Gabinete para os líderes do Partido Social Democrata, ou PSDB, da Câmara Federal de 1998 a 2001, Chefe do Conselho dos líderes do PSDB no plenário da Câmara Federal, de 1995 a 1997. Trabalhou também do Departamento de Comissões do Congresso de 1993 a 1995. É também funcionário da Companhia Energética de Brasília – CEB.

Oderval Esteves Duarte Filho – O Sr. Duarte formou-se em economia e contabilidade na Universidade Federal de Minas Gerais em 1991. De 1992 até 1993, trabalhou como analista de custo na Usiminas. De 1993 até 1998, foi auditor sênior na Price Waterhouse. Desde 1998, o Sr. Duarte é o diretor financeiro da Southern Energy, Inc. no Brasil.

Marcelo Pedreira de Oliveira – O Sr. Oliveira é formado em economia e é mestre em administração de empresas pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais). Atualmente é membro do conselho de administração da Infovias e Diretor Presidente de Operações da Electronet S.A. Trabalhou como analista financeiro, administrou o departamento de contabilidade da Light Serviços de Eletricidade S.A e assistente do Vice-presidente Executivo da CEMIG.

João Bosco Braga Garcia – O Sr. Garcia formou-se em contabilidade e administração de empresas, em 1979, e em economia, em 1980, na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atualmente é o diretor administrativo da Southern. Foi consultor no departamento de auditoria interna da CEMIG de dezembro de 1997 a outubro de 1999. Foi também diretor administrativo da Itaminas Comércio de Minérios S.A. e da Minas Itacolomy Ltda. de outubro de 1990 a agosto de 1997, analista financeiro da Construtora Mendes Júnior S.A., de agosto de 1984 a setembro de 1990, supervisor de auditoria interna da Magnesita S.A., de outubro de 1981 a julho de 1984 e contador sênior da Arthur Andersen S/C de julho de 1977 a julho de 1981. Trabalhou também no departamento de contabilidade da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

Sérgio Lustosa Botelho Martins – O Sr. Martins formou-se em economia da Faculdade de Ciências Econômicas de Minas Gerais em 1962. É sócio gerente da Plus Santé Sistemas Assistenciais de Saúde Ltda. desde setembro de 1995. Foi também Diretor Comercial da Datamec S.A. Sistemas de Processamento de Dados, de março de 1996 a maio de 1997, sócio gerente da Mineração Mira Serra Ltda., de 1989 a 1995, Subsecretário da Indústria e Comércio do Estado do Rio de Janeiro de 1988 a 1989, diretor do Grupo Tecnicorp, de 1979 a 1986, sócio gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda., de 1976 a 1988, diretor do Grupo Múltiplo, de 1971 a 1977 e diretor financeiro da Magnesita S.A., de 1963 a 1971.

Maria Estela Kubitschek Lopes – A Sra. Lopes 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 conselheira 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 Ignez (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 Jucelino 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.

Alexandre Heringer Lisboa – O Sr. Lisboa formou-se em engenharia no Instituto Politécnico da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e recebeu o grau de mestre em engenharia mecânica, com ênfase em energia solar, da Universidade Federal da Paraíba, na cidade de João Pessoa (Estado da Paraíba). Recebeu também treinamento especializado em usina eólica na Deutsches Windenergie – Institut DEWI e da Summer School on Wind Energy Technology na Universidade de Oldenburg, na Alemanha. Trabalha como engenheiro da CEMIG desde maio de 1985 e é um conselheiro do Sindieletro, assim como conselheiro do Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura. Foi suplente do conselho de administração da CEMIG de janeiro de 1999 a dezembro de 2000. Foi pesquisador e consultor do Centro da Fundação Tecnológica de Minas Gerais – CETEC, de novembro de 1983 a abril de 1985. De janeiro de 1997 a maio de 1979, foi estagiário na Usiminas, Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e Delle Alstom S.A. – DASA.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e por nossa administração cotidiana. Nossos diretores têm responsabilidades individuais estabelecidas por nosso Conselho de Administração e por nosso estatuto social, ocupando seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais diretores expiram em abril de 2003. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor Presidente ou por dois diretores executivos, que não o Diretor Presidente.

Os nomes, cargos e datas da nomeação original de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Djalma Bastos de Morais	Diretor Presidente	14 de janeiro de 1999
Celso Ferreira.....	Diretor Presidente de Planejamento, Projeto e Construção e Vice Presidente Executivo	11 de fevereiro de 2003
Elmar de Oliveira Santana	Diretor de Distribuição e Geração e Transmissão de Energia	11 de fevereiro de 2003
José Maria de Macedo	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	11 de fevereiro de 2003
Flávio Decat de Moura	Diretor Financeiro e Diretor de Relações de Investidores	11 de fevereiro de 2003
Heleni de Mello Fonseca	Diretor de Gestão Empresarial	11 de fevereiro de 2003

Seguem-se breves informações biográficas sobre cada membro da Diretoria.

Djalma Bastos de Morais – Para obter informações biográficas sobre o Sr. Morais, vide “- Conselho de Administração”.

Celso Ferreira – O Sr. Ferreira formou-se em engenharia elétrica e mecânica na Escola Federal de Engenharia de Itajubá no Estado de Minas Gerais e possui mestrado em engenharia de sistemas elétricos da Rensselaer Polytechnic Institute e completou cursos em operação de sistemas elétricos e comércio de energia no Brasil e no exterior, inclusive cursos na International Agency for Nuclear Energy em Paris e Commonwealth Edison Co. em Chicago. Foi diretor de geração e comercialização de Furnas, de 1991 a 2003, presidente do conselho dessa companhia por quatro meses em 1999 e membro do conselho de administração por diversas vezes de 1991 a 2003. Exerceu também o cargo de conselheiro da ONS, atuando como presidente do conselho desde a sua fundação em 1998 até o início de 2003. Foi representante de Furnas no MAE, participando de discussões relacionadas a certas normas do MAE e do Acordo Geral do Setor Elétrico. Foi professor da Escola de Engenharia da Universidade do Rio de Janeiro, de 1970 a 1980. De 1966 a 1970, trabalhou como engenheiro da Cia. Auxiliar de Empresas Elétricas – CAEEB. Foi um dos fundadores da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE e da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão – ABRATE. Foi também membro de diversas associações, inclusive a comissão de energia da Associação Comercial do Rio de Janeiro, de 1999 a 2000, e do conselho fiscal da Companhia Paraense de Energia – Copel.

Elmar de Oliveira Santana – O Sr. Santana é formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e é mestre em administração de empresas pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais). De 1977 a 1983 trabalhou no DAE/MG (concessionária de água e eletricidade de propriedade do Estado de Minas Gerais) como coordenador de eletrificação rural e superintendente de distribuição e operações. Entre 1983 e 2001, trabalhou na CEMIG como engenheiro, superintendente de vendas e distribuição e assistente do presidente de vendas e distribuição. Entre dezembro de 2001 e abril de 2002, foi Secretário de Minas e Energia do Estado de Minas Gerais.

José Maria de Macedo – O Sr. Macedo formou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais em 1967 e completou diversos curso de especialização em eletricidade e administração. Foi estagiário na Bonneville Power Administration em Portland, Texas, e na Tennessee Valley Authority no Bureau of Reclamation em Denver, Colorado, e na Southern California Edison na Califórnia. Trabalhou na CEMIG de setembro de 1969 a maio de 1994, quando se aposentou como superintendente de transmissão de eletricidade. Após sua aposentadoria na CEMIG, constituiu a Cooperativa de Prestação de Serviços de Engenharia Ltda., onde atualmente exerce o cargo de presidente. Antes de trabalhar na CEMIG, foi engenheiro na Sociedade de Instalações Técnicas – SIT. Realizou diversos estudos e seminários no campo de eletricidade no Brasil.

Flávio Decat de Moura – O Sr. Moura formou-se em engenharia eletrônica na Universidade Federal de Minas Gerais. Exerceu o cargo de diretor e diretor presidente da Eletronuclear, a agência de energia nuclear do Governo Federal, de maio de 2001 a janeiro de 2003, e como diretor de desenvolvimento da Sthe Energies, Inc., de 1998 a 2000. De 1996 a 1997, foi vice-presidente e diretor de distribuição de eletricidade da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul. Em 1993, foi diretor técnico e de engenharia de Itaipu. Foi diretor de produção de eletricidade da Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – Electrosul, de 1992 a 1993, e superintendente de engenharia de Itaipu, de 1983 a 1992. Foi também assistente do diretor presidente de Itaipu e engenheiro e gerente de diversos departamentos de Furnas, de 1970 a 1982.

Heleni de Mello Fonseca – A Sra. Fonseca formou-se em engenharia elétrica, com especialização em eletrônica e telecomunicações no Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL e completou estudos de pós graduação em marketing e desenvolvimento comercial na Fundação Getúlio Vargas – FGV. Foi a diretora de comércio empresarial da Telemar, companhia de telefone do Estado da Bahia, Brasil, de agosto de 1988 a novembro de 2000, diretora de negócios corporativos e de varejo da Telemar de agosto de 1998 a agosto de 1998 e diretora de operações da Telemig/Telemar, de julho de 1995 a dezembro de 1995. Foi também diretora do Departamento de Telecomunicações do Estado de Minas Gerais – DETEL/MG, de junho de 1991 a julho de 1995 e gerente de implementação de serviços de

dados da Empresa Brasileira de Telecomunicações – Embratel em Minas Gerais, de 1998 a 1991. De 1976 a 1987, trabalhou no Departamento de Telecomunicações da DETEL/MG, como diretora de engenharia, técnica e superintendente de engenharia.

Remuneração dos Conselheiros e Diretores

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, o valor total da remuneração que pagamos em tal data aos conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R\$1,7 milhão.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal, que em geral se reúne uma vez a cada três meses, é composto de três a cinco membros e suplentes respectivos eleitos pelos nossos acionistas na assembléia geral ordinária para mandato de um ano. Detentores das ações preferenciais, como um grupo, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e seu respectivo suplente. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é analisar nossas demonstrações financeiras, reportando-as aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado da elaboração de relatórios especiais acerca de propostas de alterações no capital social, orçamentos sociais e distribuições de dividendos e reorganizações societárias. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas. Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram em 30 de abril de 2003, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Luiz Guaritá Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West ⁽¹⁾	Membro	27 de abril de 1999
Bruno Constantino Alexandre dos Santos ⁽¹⁾	Membro	30 de abril de 2001
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Ronald Gastão Andrade Reis	Suplente	30 de abril de 1998
Marcus Eola de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Lívia Xavier de Mello ⁽¹⁾	Suplente	30 de abril de 2001
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003

⁽¹⁾ Eleito por acionistas detentores de nossas ações preferenciais

Atualmente, um de nossos cargos de membro suplente do Conselho Fiscal está vago. Esperamos que o cargo seja preenchido em nossa próxima assembléia geral ordinária.

Conselho de Consumidores

Criamos o Conselho de Consumidores nos termos da lei brasileira, composto de representantes de grupos de consumidores e organizações de defesa. O Conselho de Consumidores aconselha-nos sobre serviços e outros assuntos relacionados a nossos consumidores.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2001, tínhamos 11.288 empregados, dos quais 148 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado tínhamos uma média de 528 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2000, tínhamos 11.532 empregados, dos quais 390 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado, tínhamos uma média de 327 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados por categorias nas datas indicadas:

	Número de Empregados em		
	31 de dezembro de 2001	31 de dezembro de 2000	31 de dezembro de 1999
Gerentes	148	390	381
Profissionais.....	1.384	1.189	1.196
Técnicos operacionais.....	7.929	8.020	8.002
Funcionários de escritório	1.827	1.933	2.030
Total	1	11.532	11.609

Praticamente todos os nossos empregados estão cobertos por legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados. A partir de 1994, deixamos de empregar a prática de longa data de aumento automático de salários como reajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas anualmente sessões de dissídio coletivo livremente negociado, vigorando o contrato resultante pelo período subsequente de 12 meses a contar de 1^o de novembro. Em novembro de 2001, finalizamos dissídio coletivo para o período de um ano iniciado em 1^o de novembro de 2001, após uma negociação com os sindicatos que representam nossos empregados. Esse contrato prevê aumento de salário de 8,16% em comparação com o exercício anterior e a participação especial nos lucros equivalente a 58% do salário base real vigente em outubro de 2001 em valor mínimo de R\$ 500,00. Em novembro de 2002, finalizamos um dissídio coletivo para o período de um ano iniciado em 1^o de novembro de 2002. Esse contrato prevê aumento de salário de 11,436% em comparação com o exercício anterior e a participação especial nos lucros equivalente a 65% do salário base real vigente em outubro de 2002 em valor mínimo de R\$ 500,00.

Embora tenhamos experimentado breves períodos de paralisações trabalhistas nos últimos quatro anos, nenhuma delas foi significativa. Não podemos prever que efeito, se é que haverá, terão futuras reclamações trabalhistas sobre nossos resultados das operações ou situação financeira. Da mesma maneira, não podemos prever que efeito, se é que haverá, terão alterações da regulamentação trabalhista brasileira sobre a Companhia.

Em 1995, estabelecemos um programa de participação nos lucros dos empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo a lei brasileira, em um único exercício, não podemos contribuir a nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão.

Em 6 de março de 2001, nosso conselho de administração aprovou o programa de demissões voluntárias, que fornece alguns incentivos para que nossos empregados peçam demissão. Tais incentivos consistem de (i) pagamento integral do total de 60% do salário mensal do empregado por cada dia de trabalho na CEMIG (até no máximo 20 anos) e (ii) benefícios de seguro saúde e de vida durante seis meses após a demissão. Recebemos pedidos de demissão de 580 empregados sob esse programa entre maio de 2001 e março de 2002. Vide nota explicativa 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participação Acionária

Cada um de nossos conselheiros e diretores é titular de menos de 1% de nossas ações preferenciais.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2002, o Governo Estadual era titular de 36.119.657.399 ações ordinárias ou 50,96% de nossas ações com direito de voto em circulação e 3.030.572.489 ações preferenciais ou, aproximadamente, 3,31% dessas ações em circulação. Na mesma data, a Southern, nosso segundo maior acionista, é titular de 23.362.956.173 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações em circulação. A Southern é um empreendimento conjunto constituído em 1994. Acreditamos que a principal participante na Southern é uma Cayman Energy Traders, uma subsidiária da Mirant Corporation (atual denominação da Southern Energy, Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos. Acreditamos que a outra sócia importante da Southern era, até dezembro de 2002, a AES Corporation, uma companhia de energia global com sede em Arlington, Virginia que se dedica às atividades de geração de energia, distribuição e fornecimento de varejo. Acreditamos que o Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern por meio da 524 Participações S.A.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em circulação em 31 de dezembro de 2002.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual ⁽¹⁾	36.119.657.399	50,96	3.030.572.489	3,31
Southern.....	23.362.956.173	32,96	—	—
Todos os conselheiros e diretores em grupo.....	38.560	—	1.566.338	—
Outros	11.391.515.79	16,08	88.178.383.872	96,61
Total de ações em circulação.....	<u>70.874.167.923</u>	<u>100,00%</u>	<u>91.210.522.699</u>	<u>99,92%</u>
Ações em Tesouraria	—	—	69.128.403	0,08%
Total de ações autorizadas e emitidas	<u>70.874.167.923</u>	<u>100,00%</u>	<u>91.279.651.102</u>	<u>100,00%</u>

(1) As ações atribuídas a este item ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual.

Em 31 de dezembro de 2001, havia 69.495.477.9313 ações ordinárias e 89.4360.236.828 ações preferenciais em circulação (exceto ações mantidas em tesouraria).

Desde a constituição de nossa empresa, 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 ao longo do tempo no passado orientou nossa empresa 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 empresa, podendo ele assim orientar nossa empresa no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave — Fatores de Risco — Riscos atinentes à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual”.

Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos 12 acionistas nos Estados Unidos, detentores de 229.958.542 ações ordinárias. Tínhamos também 138 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, detentores de 11.755.157.882 ações preferenciais.

Desconhecemos quaisquer alterações significativas na porcentagem da participação societária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações em circulação durante os últimos três anos.

Embora nosso estatuto social não ofereça restrições referentes a mudança de 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 exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo legislativo de Minas Gerais. Vide nota explicativa 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa empresa 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 VAT, despesas, ativos e passivos; e
- Nosso contrato com a Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa empresa atinente ao fundo e saldos correlatos.

Para explanação mais pormenorizada dessas transações, vide nota explicativa 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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 Chave — Dados Financeiros Consolidados Selecionados”.

Processos Judiciais

Nossa empresa está sendo afetada por litígio em curso entre nossos acionistas. Também estamos defendendo vários processos judiciais envolvendo aumentos de tarifas, impostos e demais contribuições, obrigações trabalhistas e de fundos de pensão bem como responsabilidades civis, e ainda vários processos administrativos referentes a obrigações fiscais, multas ambientais e demais encargos impostos por agências governamentais, inclusive a ANEEL. Esses processos encontram-se resumidos abaixo.

Acordo de Acionistas

No que respeita à venda ocorrida em 1997 de aproximadamente 33% de nossas ações à Southern conforme descrito no “Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas — Principais Acionistas”, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que continha disposições sobre quorum qualificado e veto conferindo à Southern controle mais amplo sobre certas deliberações. Em 1999, após tomar posse, o Governo Estadual ajuizou ação visando anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que essas disposições especiais constituíam transferência ilícita do controle de nossa empresa à Southern à luz dos princípios da Constituição Federal do Brasil bem como pleiteando que o Governo Estadual somente poderia ceder controle de nossa empresa de acordo com legislação estadual específica que assim dispusesse.

Em março de 2000, a Primeira Vara da Fazenda Pública e Autarquias em Belo Horizonte proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo de pleno de pleno direito e essa decisão foi ratificada em 7 de agosto de 2001 pelo Tribunal de Recursos do Estado de Minas Gerais. Atualmente, o Governo Estadual retomou sua posição de acionista controlador e nenhuma das disposições sobre quorum qualificado ou veto encontra-se em vigor. Entretanto, na pendência de desfecho do recurso apresentado à instância superior, a eficácia do acordo de acionistas e o controle da CEMIG não foi definitivamente decidido, permanecendo sujeito a disputa judicial.

Aumentos de Tarifas

Nossa empresa é ré em diversos processos movidos por consumidores industriais que alegam que os aumentos nas tarifas de eletricidade durante congelamento de preços imposto pelo Governo Federal de março a novembro de 1986, denominado Plano Cruzado, foram ilegais. Os autores alegam ainda que todas as nossas tarifas posteriores ao período do Plano Cruzado foram ilegais, em parte, por que incluíram os aumentos do período do Plano Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subsequentes.

Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas. 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 que os autores tinham direito somente ao reembolso de aumentos de tarifas introduzidos durante o Plano Cruzado. Em termos globais, os pleitos referentes a aumento de tarifas opostos contra nossa empresa perfaziam aproximadamente R\$74,4 milhões em 31 de dezembro de 2001 e nessa data tínhamos passivo provisionado nesse valor.

Além dos pleitos acima mencionados, a companhia é ré em uma ação que contesta subsídios de tarifa conferidos a consumidores de baixa renda e uma ação que contesta a sobretaxa implementada como parte do Plano de Racionamento de Energia criado pelo Governo Federal em 2001. Essas ações representavam um total de aproximadamente R\$11,9 milhões em 31 de dezembro de 2001 e nessa data, tínhamos passivo provisionado de R\$5,7 milhões. Não provisionamos o valor remanescente de R\$6,2 milhões porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

Impostos e Demais Contribuições

Nossa empresa é parte de uma série de processos envolvendo o Governo Federal bem como de outros procedimentos no curso normal dos negócios. Esses processos incluem disputas judiciais relacionadas a pagamento de impostos e contribuições tais como litígio fiscal em potencial, inclusive contribuições de imposto e FINSOCIAL, para o qual temos um passivo provisionado no total de R\$144,36 milhões em 31 de dezembro de 2001, e uma disputa relativa ao impostos sobre a receita do COFINS para a qual não registramos nenhuma reserva, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Estamos também contestando um número de procedimentos administrativos iniciados pelas autoridades fiscais relacionados à compensação de imposto de renda do ajuste realizado em 2001 em nossas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 1997 atinente à novas normas contábeis para as obrigações de fundo de pensão estabelecidas pela CVM na Instrução N.º 371, de 13 de dezembro de 2000. O valor envolvido nesse processo é estimado em R\$209,5 milhões em 31 de dezembro de 2001. Não temos passivo provisionado para essa questão porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

Obrigações Trabalhistas e de Fundos de Pensão

Nossa empresa está procedendo à defesa de uma série de reclamações trabalhistas movidas por nossos empregados. Essas reclamações referem-se, de modo geral, a horas extras e adicional de periculosidade. Os empregados devem ajuizar reclamações visando esses pagamentos no prazo de dois anos contados da rescisão de seus contratos de trabalho. Em 31 de dezembro de 2001, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximadamente R\$67,8 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R\$54,3 milhões no que respeita a essas reclamações.

Nossa empresa também está procedendo à defesa, com a Forluz, de reclamação ajuizada pelo Sindieletro, sindicato de nossos empregados, que afirma que deixamos de realizar certos aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios a nossos fundos de pensão do empregado. Em 31 de dezembro de 2001, o autor desta ação pleiteava R\$594 milhões. Não provisionamos passivo para essa reclamação porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

Além disso, o Sindieletro também processou a Forluz a fim de contestar o aumento do valor das contribuições a serem pagas pela Forluz a nossos empregados. Estimamos que o valor relativo a esse processo seja de aproximadamente R\$227,8 milhões em 31 de dezembro de 2001. Se o Sindieletro vencer a ação, esperamos que o valor adicional a ser pago pela Forluz será coberto pelo superávit atuarial atual da Forluz.

Processos no Curso Normal dos Negócios

Nossa empresa é parte de diversos processos cíveis envolvendo valores de pequena monta movidos por pessoas que sofreram perdas e danos decorrentes, sobretudo, de acidentes que ocorreram durante o curso normal dos negócios de nossa empresa. Essas ações totalizavam R\$34,3 milhões em 31 de dezembro de 2001. Nessa data, provisionamos passivo no valor de R\$15,9 milhões para esses

processos. Não provisionamos passivo relativo ao valor total dessas ações porque acreditamos na sua defesa exitosa.

Processos Administrativos

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando restituição de aproximadamente R\$166,7 milhões a nós concedida em 1995 pelo Tesouro Nacional. A ANEEL alega que essa restituição originou-se de erro de cálculo de créditos de uma redução de tarifas aplicada para reduzir os valores devidos ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão final administrativa contra nós em relação a esta questão, mas pretendemos apresentar recurso dessa decisão judicialmente. Acreditamos que temos uma defesa exitosa em relação a essa questão, portanto, não provisionamos nenhum em relação a esta questão.

Processos Judiciais Posteriores a 31 de dezembro de 2001.

Os processos judiciais a seguir descritos tiveram início após 31 de dezembro de 2001.

Somos réus em cinco processos que contestam o “Encargo de Capacidade Emergencial”, instaurados de fevereiro a julho de 2002. Cada uma dessas ações foi classificada como uma ação popular e envolve danos alegados causados pelo Plano de Racionamento de Energia. Não provisionamos qualquer passivo em relação a essas ações porque acreditamos que temos defesa exitosa. Nós apenas cobramos o Encargo de Capacidade Emergencial de nossos consumidores em nome a Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica – CBEE, ou CBEE, uma agência do Governo Federal estabelecida para fornecer energia a concessionárias de eletricidade no caso de reduções futuras, e então transferimos o valor total de tal encargo à CBEE.

Somos também ré em um processo relativo à recomposição tarifária, ou ajuste regulatório extraordinário de tarifa instaurado em agosto de 2002. Não provisionamos qualquer passivo relativo a esse processo porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Em 18 de setembro de 2002, quatro membros de nosso Conselho de Administração (Cláudio José Dias Sales, Oderval Esteves Duarte Filho, Marcelo Pedreira de Oliveira e David Travesso Neto), todos nomeados pela Southern, iniciaram um processo perante a CVM em relação às práticas de nossa administração e do Governo Estadual, nosso acionista controlador, relativas à nossa capacidade de cobrar os pagamentos a nós devidos nos termos do Contrato da Conta CRC. Em outubro de 2002, apresentamos nossa contestação e indicamos que estávamos negociando com o Governo Estadual em relação à amortização desses valores. A CVM atualmente está investigando a questão. Não sabemos se essa reivindicação resultará em investigações adicionais da CVM e/ou quaisquer procedimentos administrativos. Investigações adicionais da CVM e/ou procedimentos administrativos poderão prejudicar nosso negócio e resultados operacionais, inclusive nossa capacidade de levantar capital adicional. Em 29 de janeiro de 2003, nosso Conselho de Administração autorizou-nos a instaurar um processo contra o Governo Estadual a fim de cobrar os valores devidos a nós nos termos do Contrato da Conta CRC.

Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL enviou aviso à Companhia alegando que deixamos de obter a autorização prévia da ANEEL exigida em relação ao nosso contrato de arrendamento operacional de 15 anos com a Infovias. A ANEEL poderá impor uma multa contra nós relacionada a essa questão. A penalidade máxima aplicável em relação a essa reivindicação é uma multa em um valor igual a até 2% de nossas receitas durante o período de 12 meses imediatamente anterior à imposição da multa. Além disso, a ANEEL poderá impor restrições de acordo com os termos e condições de tal contrato. Não provisionamos qualquer passivo em relação a esta reivindicação porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Política e Pagamentos de Dividendos

Pagamento de Dividendos

Nossa empresa está obrigada pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira a realizar assembléia geral ordinária até o dia 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras coisas, poderá ser declarado dividendo anual por deliberação dos acionistas mediante recomendação de nossa Diretoria, conforme aprovado pelo nosso Conselho de Administração. O pagamento de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social findo em 31 de dezembro. Nos termos da legislação brasileira, os dividendos devem ser pagos no prazo de 60 dias de sua declaração ao detentor registrado na data da declaração, a menos que deliberação de acionistas estabeleça outra data de pagamento, que deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado.

Distribuições de Dividendo Obrigatório; Prioridade e Valor de Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa empresa está obrigada a distribuir, a título de dividendos em relação a cada exercício social findo em 31 de dezembro, valor total igual a, no mínimo, 25% do lucro líquido do exercício social. Denominamos esse valor dividendo obrigatório.

Cada ação preferencial tem direito a dividendo anual igual ao maior entre 10% do respectivo valor nominal ou 3% do valor contábil de tal ação preferencial. Esse dividendo preferencial tem prioridade na destinação do dividendo obrigatório do período em questão.

Após o pagamento do dividendo preferencial, o eventual valor remanescente do dividendo obrigatório é destinado, primeiramente, ao pagamento de dividendo anual aos detentores de ações ordinárias em valor de até o dividendo anual em dinheiro garantido 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. Ademais, se os acionistas aprovarem dividendos em valor superior a 10% do valor nominal, o valor que exceder de 10% deverá ser distribuído igualmente entre todas as ações.

Nossa empresa também poderá pagar dividendos intercalares a detentores de ações preferenciais e ações ordinárias. Quaisquer dividendos intercalares pagos serão computados no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido declarado. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, é facultado ao Conselho de Administração de nossa empresa recomendar o não pagamento do dividendo obrigatório em qualquer exercício.

O Governo Estadual garante que o valor de dividendos recebido por certos detentores de ações preferenciais e ações ordinárias com relação a qualquer exercício social equivalerá, no mínimo, a 6% do valor nominal das ações preferenciais e das ações ordinárias. Por conseguinte, mesmo se o lucro líquido de nossa empresa for negativo em qualquer exercício social, alguns de nossos acionistas receberão dividendo de 6%. Essa garantia do Estado vale somente para detentores particulares de ações e não para detentores públicos ou governamentais.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é determinado com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e os procedimentos descritos abaixo.

Antes da assembléia geral ordinária, nosso Conselho de Administração deve sugerir destinação apropriada do lucro líquido auferido durante o exercício social anterior. Para fins da Lei das Sociedades

Anônimas Brasileira, lucro líquido é definido como lucro líquido após impostos de renda e contribuição social referentes ao pertinente exercício social, menos quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e quaisquer valores destinados à participação da administração nos lucros da companhia. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o valor disponível para distribuição equivale ao lucro líquido da companhia, menos quaisquer valores desse lucro líquido destinados às seguintes reservas:

- reserva legal;
- reserva para contingências em razão de perdas previstas; e
- reserva de lucros a realizar.

Nossa empresa está obrigada a manter reserva legal, à qual devemos destinar 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva seja igual a 20% do capital integralizado de nossa empresa. Entretanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceder 30% do capital social integralizado de nossa empresa. Eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados à debito da reserva legal. Em 31 de dezembro de 2001, a reserva legal era de R\$94 milhões, o que equivalia a 6,7% do capital integralizado de nossa empresa nessa data. Um percentual do lucro líquido também poderá ser destinado a reserva para contingências para compensação em exercício futuro de perda julgada provável.

Se o valor dos lucros a realizar ultrapassar a somatória:

- da reserva legal;
- da reserva especial, conforme definição abaixo;
- da retenção de lucros; e
- da reserva para contingências em razão de perdas previstas,

o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, lucros a realizar resultam do reconhecimento do crédito do lucro que será efetivamente recebido nos exercícios posteriores.

Podemos também conceder participação no lucro líquido de nossa empresa à administração. Entretanto, a destinação à reserva especial e a participação de nossa administração não poderão reduzir o dividendo obrigatório. O saldo da reserva especial mais o saldo de demais reservas de lucro (com exceção da reserva para contingências em razão de perdas previstas e a reserva de lucros a realizar) não poderão ser superiores ao capital social de nossa empresa. O valor excedente do capital social de nossa empresa poderá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

O valor disponível para distribuição poderá ser ainda aumentado mediante estorno da reserva para contingências em razão de perdas previstas constituída em exercícios anteriores porém não realizadas ou ulteriormente aumentadas ou reduzidas em decorrência das destinações de lucro à reserva de lucros a realizar ou com utilização da mesma.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e o Estatuto Social de nossa empresa, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos reverterem à nossa empresa.

Juros sobre o Capital

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital no lugar de dividendos como alternativa a realização de distribuições a acionistas. As distribuições realizadas como juros sobre o capital representam as exigências de dividendo mínimo estabelecido em nosso estatuto. Essas distribuições poderão ser pagas em dinheiro. Podemos tratar esses pagamentos como uma despesa para fins de imposto de renda e contribuição social. Esses juros são limitados à variação a taxa *pro rata* diária dos juros de longo prazo do Governo Federal apurada pelo Banco Central de quando em quando e não podem exceder o maior entre:

- 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros atribuíveis ao patrimônio líquido) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou
- 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 para que dividendos, produto da venda ou demais valores no que respeita às suas ações possam ser remetidos em moeda estrangeira para o exterior. As ações preferenciais subjacentes às ADSs são detidas no Brasil pelo custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações de nossa empresa.

Moeda Cambial

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 depreciou aproximadamente 18,67% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2001 e perdeu cerca de 20% de seu valor deste janeiro de 2002. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar nossa condição financeira e os resultados das operações”.

Os dividendos atinentes às ações preferenciais pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive, detentores de ADRs, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora pagamentos de juros sobre o capital possam, em algumas circunstâncias, ficar sujeitos a imposto de retenção na fonte. Vide “Item 10. Informações Adicionais — Tributação — Considerações Fiscais Brasileiras — Tributação de Dividendos” e “ — Considerações Fiscais Norte-americanas — 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 Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, o banco depositário provisionará os 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 no passado recente das declarações de dividendos e juros sobre o capital às ações ordinárias e ações preferenciais de nossa empresa. Para cada exercício da tabela, o pagamento de dividendos ocorreu no exercício seguinte à declaração, exceto no exercício de 1998, quando uma parcela do valor total do dividendo para tal exercício foi paga durante o mesmo exercício. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por 1.000 ações ordinárias e por 1.000 ações

preferenciais foram os mesmos. Vide “Item 3. Informações Chave — Dados Financeiros Consolidados Seleccionados”.

Histórico de Declaração de Dividendos e de Juros sobre o Capital⁽¹⁾

Declaração do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R\$) ⁽²⁾	(US\$) ⁽³⁾	(R\$) ⁽²⁾	(US\$) ⁽³⁾
1996	56.788.022	52.727.969	73.082.554	67.857.524
1997	119.266.477	103.917.204	153.522.436	133.765.268
1998	243.991.371	169.459.096	314.001.295	218.083.022
1999	81.759.386	41.981.713	105.219.102	54.027.780
2000	81.768.792	30.590.644	105.231.208	39.368.203
2001	93.858.914	40.099.762	120.790.421	51.605.830
2002 ⁽⁴⁾	96.198.579	33.846.035	123.801.421	43.557.683

(1) De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados como tendo sido pagos no ano do dividendo para o qual são declarados como correspondentes, mesmo se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados em assembléia 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 para compra ao meio-dia nas datas respectivas quando efetuamos o primeiro pagamento dos dividendos indicados.

(4) Os dividendos de 2002 estão isentos de serem aprovados na assembléia geral ordinária e extraordinária a ser realizada em 2003. Vide nota explicativa (1). Para os fins da contabilidade do princípios contábeis norte-americanos, os dividendos não são reconhecidos até que sejam aprovados pelos acionistas.

Alterações Significativas

As alterações mais significativas em nossa situação financeira desde a data das demonstrações financeiras de que estão incluídas em nosso relatório anual são aquelas relacionadas à desvalorização do real contra o dólar desde 1º de janeiro de 2001. Essa desvalorização teve um efeito negativo sobre o lucro líquido durante 2002 e os primeiros cinco meses de 2003 tendo em vista que resultou no aumento de nossas despesas financeiras. O efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001 e as considerações atinentes às recentes eleições presidenciais fizeram com que o real perdesse uma porcentagem significativa de seu valor medido contra o dólar dos Estados Unidos. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 21 de março de 2003, a taxa para compra ao meio-dia era R\$3,4250 para US\$1,00. Obtivemos um aumento de tarifa de 10,51% em abril de 2002, que compensou parcialmente o impacto da variação da taxa de câmbio e produziu um efeito positivo sobre nossas receitas de vendas de energia. Vide “Item 3. Informações Chave – Riscos Atinentes ao Brasil – Instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar nossa situação financeira e os resultados das operações” e “Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Câmbio”.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores de São Paulo. Nossas ADSs, cada uma delas representando 1.000 ações preferenciais, são negociadas na NYSE, sob o símbolo “CIG” desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs são comprovadas por ADRs emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito celebrado entre nossa empresa, o depositário e os detentores e titulares de ADSs evidenciados pelas ADRs emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2001, existiam aproximadamente 19.954.000 ADSs em circulação, representando aproximadamente 19.954 bilhões de ações preferenciais ou aproximadamente 22% de nossas 89.436 bilhões ações preferenciais em circulação. Tais ADSs eram detidas por 11 detentores de registro nessa data. Nossas ações ordinárias também estão listadas e são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

Constam do quadro abaixo os preços de venda divulgados para as ações preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo (por lote de 1.000 ações preferenciais) e de ADSs na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Preferenciais		ADS	
	Preço em Reais nominais ⁽¹⁾		Preço em US\$	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1997	64,50	34,01	-	-
1998	58,99	13,20	-	-
1999	44,70	14,50	-	-
2000	40,50	22,80	-	-
2001 ⁽²⁾	36,70	21,00	18,62	8,40
2002	39,70	18,90	16,73	4,85
2000				
Primeiro Trimestre	40,50	27,65	-	-
Segundo Trimestre	33,71	22,80	-	-
Terceiro Trimestre	36,10	30,00	-	-
Quatro Trimestre	32,70	24,40	-	-
2001				
Primeiro Trimestre	36,70	25,90	-	-
Segundo Trimestre	27,95	21,00	-	-
Terceiro Trimestre ⁽²⁾	29,91	22,90	9,55	8,40
Quatro Trimestre	35,55	22,51	14,90	8,49
2002				
Primeiro Trimestre	39,70	29,70	16,73	12,60
Segundo Trimestre	38,50	28,10	16,40	9,90
Terceiro Trimestre	31,80	19,93	10,98	5,35
Quarto Trimestre	27,70	18,90	7,86	4,85
Dezembro 2001	35,55	29,80	14,94	12,60
Janeiro 2002	36,00	29,70	15,50	12,60
Fevereiro 2002	35,62	32,40	15,76	13,91
Março 2002	37,98	34,00	16,73	14,30
Abril 2002	39,70	33,80	16,40	14,62
Mai 2002	38,50	30,70	14,79	12,45
Junho 2002	34,38	28,10	12,85	9,90
Julho 2002	31,80	24,50	10,98	7,62
Agosto 2002	29,74	22,12	10,08	6,95
Setembro 2002	28,00	19,93	8,63	5,35
Outubro 2002	24,98	18,90	6,80	4,85
Novembro 2002	25,50	22,25	7,00	6,05
Dezembro 2002	27,70	22,15	7,86	5,84
Janeiro 2003	28,85	24,04	8,75	6,85
Fevereiro de 2003	26,40	21,40	7,15	6,06
Março de 2003 (3)	26,55	22,00	7,75	6,25

(1) Preços de ações preferenciais e volumes por 1.000 ações preferenciais.

(2) A partir da listagem na NYSE em 18 de setembro de 2001 até o final do período.

(3) Até 21 de março de 2003

Em 21 de março de 2003, o preço de fechamento por 1.000 ações preferenciais era de R\$26,50 na Bolsa de Valores de São Paulo e o preço de fechamento por ADS na NYSE era de US\$7,75.

Em 12 de julho de 2002, nossos ADSs, cada um representando 1.000 de nossas ações preferenciais, passaram a ser 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 Bolsa de Valores de São Paulo

As ações preferenciais são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, única bolsa de valores brasileira que negocia ações. A negociação na Bolsa de Valores de São Paulo está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de autônomos autorizados. A CVM e a Bolsa de Valores de São Paulo possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um emissor em particular em certas circunstâncias.

Se V.Sa. fosse negociar as ações preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo, sua negociação seria liquidada em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações é efetuado por meio das câmaras de compensação de cada bolsa que mantêm contas em nome das sociedades corretoras associadas. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

A fim de melhor controlar volatilidade, a Bolsa de Valores de São Paulo adotou o mecanismo de “*circuit breaker*” em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos pelo prazo de 30 minutos ou uma hora sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior.

A Bolsa de Valores de São Paulo é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2001, a capitalização de mercado global das 441 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US\$185 bilhões e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 49% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada em bolsa de valores brasileira, 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. Em 31 de dezembro de 2001, nossa empresa respondeu por aproximadamente 1,20% da capitalização total de mercado de todas as companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na Bolsa de Valores de São Paulo e nunca sofreram suspensão significativa em sua negociação nos últimos três anos. Todas as interrupções que ocorreram nos últimos três anos foram causadas pelo processamento de juros sobre o capital, ressalvada a interrupção ocorrida em 17 de novembro de 2000 que se deveu à divulgação de anúncio acerca do início de estudos de avaliação da venda em potencial de nossas ações ordinárias detidas pelo Governo Estadual. Esse anúncio referia-se apenas a ações da companhia de distribuição a ser constituída no processo de desverticalização.

Constam do quadro abaixo as interrupções que ocorreram durante os últimos três anos, registradas até 31 de dezembro de 2001:

Suspensão	Reabertura	Motivo
17 de abril de 2000.....	17 de abril de 2000 às 10h15	Juros sobre o capital aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 14 de abril de 2000
30 de junho de 2000.....	30 de junho de 2000 às 10h15	Juros sobre o capital aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 29 de junho de 2000
17 de novembro de 2000	17 de novembro de 2000 às 12 horas	Anúncio pelo Governo Estadual da possibilidade de venda de ações referentes a companhia de distribuição pós-desverticalização

Em 17 de outubro de 2001, como parte de nossos esforços para incrementar nosso relacionamento com investidores e aumentar a transparência, ingressamos no Nível 1 dos Níveis de Governança Societária Especial da Bolsa de Valores de São Paulo. Para esse fim, assinamos o Contrato para a Adoção de Práticas de Governança Societária Diferenciada – Nível 1 com a Bolsa de Valores de São Paulo, de acordo com o qual, nos comprometemos a cumprir, entre outras coisas, o seguinte;

- manter uma flutuação livre das ações representando 25% de nosso capital social;
- fornecer aviso prévio de no mínimo 15 dias após a convocação para qualquer assembléia geral dos acionistas;
- incrementar o escopo de nossas informações financeiras trimestrais, mediante nosso compromisso de incluir demonstrações financeiras consolidadas e demonstrações do fluxo do caixa com essas informações;
- cumprir com as normas de divulgação de informações para operações envolvendo títulos que emitimos em nome de nosso acionista majoritário ou da administração;
- divulgar qualquer acordo de acionistas, programas de opção de ações e contratos com partes relacionadas;
- realizar reuniões anuais com analistas e quaisquer outras partes relacionadas;
- tornar disponível um calendário anual de eventos societários; e
- adotar mecanismos que favoreçam a dispersão de capital em ofertas públicas de ações.

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 precipuamente regidos pela Lei N.º 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo Conselho Monetário Nacional 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 das Sociedades Anônimas Brasileira, as companhias são 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 Bolsa de Valores de São Paulo, podendo, contudo, ser negociadas em operação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto de 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 Bolsa de Valores de São Paulo na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da Bolsa de Valores de São Paulo ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido a 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.

Essas leis e regulamentos prevêm restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução e precedente judicial não é tão bem definido como em outros determinados países.

A negociação na Bolsas de Valores de São Paulo 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 e o banco depositário deverão obter certificado de registro do Banco Central do Brasil a fim de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior visando 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 permutar suas ADSs por ações preferenciais, o detentor terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das ações preferenciais ou distribuições às ações preferenciais, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Vide “Item 10. Informações Adicionais— Controles Cambiais”.

Item 10. Informações Adicionais

Estatuto Social

Somos companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa empresa pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 3130004012. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas de (i) nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembléia geral extraordinária realizada em 24 de outubro de 2002 para cumprir com certas disposições da Lei 10.303, e (ii) da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. A descrição de nosso estatuto social aqui especificado não pretende ser completo e está discriminado por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1 de nosso estatuto social, a companhia foi constituída com cinco principais objetivos: (i) explorar, construir e operar sistemas de produção, transformação, geração, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica; (ii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior; (iii) promover a perenização de cursos d’água que constituem as bacias hidrográficas de Minas Gerais; (iv) criar sociedades controladas e coligadas; e (v) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas com utilização de nossos ativos de energia elétrica.

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% de seu valor contábil para 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 assembléias gerais.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, para empresas públicas existentes antes de 1º de março de 2002, o número de ações sem direito de voto ou ações com direito de voto restrito de uma companhia, não poderá exceder dois terços do número total de ações da companhia em questão. Entretanto, essas companhias poderão escolher estar sujeitas a diretrizes mais restritivas aplicáveis a sociedades constituídas recentemente, que prevê que não mais da metade das ações em circulação da companhia pública poderão ser ações sem direito a voto ou com direito de voto restrito.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que manterá a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembléia geral que deliberar a matéria.

O artigo 171 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira estabelece que cada acionista possui 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, que representam ações preferenciais, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária.

Dividendos

Para informações sobre nossa política de dividendo, vide “Item 8 – Informações Financeiras – Política e Pagamento de Dividendos”.

Assembléias Gerais

As assembléias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As assembléias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira também prevê assembléias gerais extraordinárias que poderão ser realizadas, entre outros, pelos seguintes motivos:

- reforma nossos estatutos sociais;
- aumento ou diminuição do capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários;
- renúncia aos direitos de subscrição de ações ou debêntures conversíveis emitidas por qualquer de nossas subsidiárias ou por qualquer de nossas controladas ou coligadas;
- fusão, dissolução, transformação, cisão ou incorporação;
- instituição de oferta de permuta de ações ou demais valores mobiliários emitidos por nossa empresa;
- permissão da participação de nossa empresa em grupo de sociedades;
- venda de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias de titularidade de nossa empresa;
- quando da venda ou perda de controle de qualquer de nossas subsidiárias;

- eleição ou destituição de conselheiros do Conselho de Administração de nossa empresa;
- e
- fixação da remuneração de nossos diretores.

Um dos acionistas escolhido pelos presentes na assembléia geral a presidirá e escolherá um ou mais secretários.

O artigo 123 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira prevê que as assembléias gerais serão convocadas, observado o estatuto social da companhia, pelo conselho de administração da sociedade, se houver, ou pela diretoria da sociedade. As assembléias gerais também poderão ser convocadas:

- pelo conselho fiscal que convocará a assembléia geral ordinária caso o conselho de administração e a diretoria não o façam por mais de um mês e que convocará a assembléia geral extraordinária sempre ocorrerem motivos graves ou urgentes;
- por qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar a assembléia geral no prazo de 60 dias contados da data em que sejam obrigados a assim proceder por força da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira ou do estatuto social da companhia;
- por acionistas que representem, no mínimo, 5% das ações com direito de voto da companhia, sempre que os diretores da companhia deixarem de convocar a assembléia geral no prazo de oito dias após a apresentação pelos acionistas de pedido razoável de realização da assembléia e indicação das matérias a serem apreciadas na assembléia; e
- por acionistas que representem, no mínimo, 5% das ações da companhia, sempre que os diretores da companhia deixarem de instalar o conselho fiscal no prazo de 8 dias contados da assembléia geral.

Conselheiros

Nosso estatuto social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto de 11 conselheiros efetivos e 11 conselheiros suplentes. Um conselheiro será designado como presidente e outro conselheiro será designado como vice-presidente. Nossos conselheiros são eleitos por mandatos de três anos, podendo ser reeleitos ou destituídos nas assembléias gerais. Nossos conselheiros suplentes atuam como substitutos temporários dos conselheiros efetivos quando estes últimos estejam ausentes das reuniões do conselho e, nos casos de vacância, até que o conselheiro substituto seja eleito para preencher a vaga pela assembléia geral.

Cabe ao nosso Conselho de Administração:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa empresa;
- eleger e destituir diretores;
- deliberar sobre os contratos entre nossa empresa e qualquer de nossos acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum;
- deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa empresa ou a prestação de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R\$5.000.000,00;
- deliberar sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa empresa, de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00;
- convocar a Assembléia Geral;

- fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, 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 sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva de nossa empresa; e
- escolher e destituir os auditores independentes anualmente.

O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada dois meses e, extraordinariamente, por convocação de seu presidente, de seu vice-presidente, de 1/3 de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva. As convocações das reuniões do Conselho de Administração deverão ser feitas mediante aviso escrito enviado com antecedência de cinco dias e deverão conter a pauta das matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração de nossa empresa poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado. As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria de votos dos conselheiros presentes na reunião. Em caso de empate, caberá ao Presidente do Conselho de Administração o voto de qualidade.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, conselheiros de sociedades geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos 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 empregar 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.

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.

Nossos acionistas determinarão a remuneração dos conselheiros na assembléia geral em que os conselheiros forem eleitos.

Os acionistas minoritários terão direito de escolher, no mínimo, um membro para integrar o Conselho de Administração. Os acionistas minoritários têm o direito de eleger pelo menos um conselheiro do Conselho de Administração.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. De acordo com a Lei N.º 10.303 alteramos nosso estatuto social em 24 de outubro de 2002 para incluir certas novas exigências nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Para mais informações sobre a Lei N.º 10.303, vide “- Mudanças da Lei de Sociedades Anônimas Brasileira”.

Direitos essenciais

O artigo 109 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- o direito de participar dos lucros sociais;
- o direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;

- o direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.

Conforme os termos da Lei N.º 10.303, uma companhia também poderá estabelecer que certas disputas entre os acionistas poderá ser decidida por arbitragem, conforme estabelecido no estatuto social da companhia.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias têm direito de voto, tendo cada ação ordinária 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 acionista ou ações ordinárias ou ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário conforme os termos da Segunda Alteração e consolidação do Contrato de Depósito. 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 Acionistas Minoritários

A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira 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 suspeitarem que a legislação brasileira ou o estatuto social da companhia tenha sido violado ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de convocar assembléias 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 assembléia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Sempre que o Conselho Fiscal não estiver funcionando de modo permanente ele poderá ser instalado em assembléia geral por solicitação de acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 10% das ações com direito de voto ou 5% das ações sem direito de voto. Os acionistas minoritários têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembléia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos portadores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei

das Sociedades Anônimas Brasileira, 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.

A Lei N.º 10.303, que alterou algumas disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, que são aplicáveis a companhias de economia mista como nossa empresa. Essa lei, que passou a estar em vigor em 1º de março de 2002, revogou disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira que dispunham sobre a responsabilidade contingente do controlador de sociedades de economia mista por dívidas e outras obrigações da sociedade de economia mista sob seu controle. Conseqüentemente, o Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, não será o responsável contingente por nossas dívidas e obrigações assumidas após 28 de fevereiro de 2002. Com base em princípio constitucional, de acordo com o qual a nova lei não poderá ser aplicada retroativamente de forma a prejudicar de maneira relevante os direitos contratuais existentes da parte, a Lei N.º 10.303 não deverá desobrigar acionistas controladores de qualquer responsabilidade ou obrigações incorridas antes da data de sua eficácia. Embora não consideremos que a Lei N.º 10.303 afetará a responsabilidade contingente do Governo Estadual por nossas obrigações referentes aos ADSs, não se pode assegurar que os tribunais brasileiros chegarão à mesma conclusão. A responsabilidade contingente não é uma garantia, no entanto, o Governo Estadual somente seria responsável se (i) a companhia for declarada insolvente ou envolvida em processo de falência ou procedimento semelhante; e (ii) se em virtude desses procedimentos, nosso ativo for insuficiente para satisfazer nossas obrigações. Além disso, nos termos da Lei N.º 10.303, não estaremos mais imunes à falência. Na verdade, se nos tornarmos insolventes, estaremos sujeitos, como devedor, à concordata ou falência. Para informações adicionais relacionadas às alterações da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, vide “ – Mudanças da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira”.

Mudanças da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira

Além das demais alterações descritas neste relatório anual, a Lei N.º 10.303, que alterou a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e respectivos regulamentos, prevê as seguintes alterações:

- na hipótese da venda da participação majoritária em uma companhia, o comprador deverá fazer uma oferta para a compra das ações por um preço igual a 80% do valor pago por ações com direito de voto;
- litígios entre acionistas estarão sujeitos a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade (atualmente, nosso estatuto social não prevê arbitragem);
- quando da realização da oferta por meio da qual uma companhia poderá deixar de ser listada ou mediante a qual os acionistas controladores de uma companhia adquiram mais de um terço das ações em circulação em 4 de setembro de 2000, o preço de compra deverá ser igual ao valor justo das ações considerando o número total das ações em circulação da companhia;
- acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representando, no mínimo, 10% do capital social da companhia, ou (ii) de ações ordinárias representando, pelo menos, 15% do capital social com direito a voto, terão o direito de eleger um membro e um suplente do conselho de administração da companhia. Se nenhum acionista ordinário ou preferencial atingir esses limites, os acionistas detentores de ações preferenciais ou ordinárias representando, pelo menos, 10% do total do capital social da companhia terão o direito de combinar suas participações para nomear um membro efetivo e um suplente para o conselho de administração. Até 2005, um conselheiro nomeado pelos acionistas preferenciais como um grupo, ou em conjunto com os acionistas ordinários, deverá ser escolhido de uma lista de três nomes pelo acionista controlador;
- membros do conselho de administração eleitos por acionistas não controladores terão o direito de vetar a escolha de auditores independentes do acionista controlador;
- os acionistas controladores, quaisquer acionistas que nomearem membros do conselho de administração e do conselho fiscal e da diretoria deverão divulgar qualquer compra ou venda de ações à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo; e

- o presidente de qualquer assembléia de acionistas ou de reunião do conselho de administração deverão impugnar qualquer voto que seja contrário as disposições de qualquer acordo de acionistas relevante.

Contratos Relevantes

Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica datado de 10 de julho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG.

A fim de prestar serviços de geração de energia elétrica ao público celebramos contrato com o Governo Federal. Esse contrato estabelece os termos das concessões de cada uma de nossas usinas de geração e especifica as tarifas que podemos cobrar dos consumidores por nossos serviços, bem como a fórmula por meio da qual poderemos reajustar anualmente essas tarifas. Embora as concessões de diferentes usinas de geração tenham diferentes datas de expiração, essas concessões poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal pelo prazo de até 20 anos, mediante requerimento de nossa empresa. Esse contrato propicia livre acesso à nossa empresa a terrenos de domínio público, certos direitos de passagem e sistemas de transmissão e distribuição existentes, de sorte que possamos transmitir a energia produzida em nossas estações de geração. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência e segurança e devemos provisionar recursos para o consumo de combustível, uso de recursos hídricos e contribuições para o fundo RGR.

Esse contrato também prevê que o DNAEE (que desde então passou a ser a ANEEL) ou seu sucessor fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de geração de energia e que ficaremos sujeitos a multas se deixarmos de cumprir certas disposições contratuais. Como parte desse contrato desempenhamos função de utilidade pública e devemos receber autorização do Governo Federal antes de ingressarmos em quaisquer outras atividades empresariais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de geração de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos atuando em consonância com o citado contrato.

Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG

Em julho de 1997 celebramos contrato com o Governo Federal que autoriza nossa empresa a prestar serviços de transmissão de energia elétrica ao público até 8 de julho de 2015. Esse contrato também prevê as tarifas que podemos cobrar de nossos consumidores referentes a esses serviços. Esse contrato poderá ser prorrogado pelo Governo Federal pelo prazo de 20 anos mediante requerimento de nossa empresa. De acordo com o contrato, nos é dado livre acesso a terrenos de domínio público e certos direitos de passagem a fim de operarmos nosso serviço de transmissão de energia elétrica. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter tecnologia, equipamentos, instalações e métodos operacionais adequados para assegurar a otimização do uso de recursos de energia elétrica existentes e futuros e deveremos satisfazer a demanda do mercado de energia elétrica. Também somos obrigados a celebrar contrato de prestação de serviços de transmissão com o ONS, em conformidade com o qual devemos colocar as instalações de nosso serviço de transmissão à disposição do sistema elétrico interligado.

Esses contratos também prevêm que o DNAEE ou seu sucessor fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de geração de energia e que ficaremos sujeitos a multas caso deixemos de cumprir certas disposições contratuais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de transmissão de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos cumprindo o citado contrato.

Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG.

A fim de prestar serviços de distribuição de energia elétrica ao público, celebramos quatro contratos formais com o Governo Federal. Esses contratos cobrem cada uma das quatro regiões geográficas principais de nossa área de concessão. Esses contratos nos autorizam a prestar os serviços de distribuição de energia ao público até 18 de fevereiro de 2016 e especificam as tarifas que podemos cobrar dos consumidores pelos serviços, bem como a fórmula por meio da qual podemos reajustar anualmente essas tarifas. Esses contratos poderão ser prorrogados pelo Governo Federal pelo prazo de 20, anos mediante requerimento de nossa empresa. De acordo com esses contrato, nos é dado livre acesso a terrenos de domínio público e a certos direitos de passagem, de sorte que possamos distribuir energia a nossos consumidores. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e cortesia na prestação de nossos serviços e devemos atender a demanda do mercado de energia elétrica.

Esses contratos também prevêm que a ANEEL ou agência sucessora fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de distribuição de energia e que ficaremos sujeitos a multas caso deixemos de cumprir certas disposições contratuais. Como parte desses contratos desempenhamos função de utilidade pública e devemos receber autorização do Governo Federal antes de ingressarmos em quaisquer outras atividades empresariais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de distribuição de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos atuando em consonância com os citados contratos.

Contrato para Suprimento e Intercâmbio de Energia Elétrica, Repasse e Transporte de Potência de Itaipu, datado de 31 de maio de 1993 celebrado entre Furnas e CEMIG.

Em 1993 celebramos contrato em conformidade com o qual Furnas passou a fornecer à nossa empresa energia elétrica pelo prazo de 10 anos bem como a transferir e transportar potência de Itaipu pelo prazo de 20 anos. O contrato é aditado anualmente, observadas certas condições, a fim de atualizar o volume de energia elétrica a ser fornecido, a duração do prazo de fornecimento e o repasse e transporte de potência. Incorreremos em multa caso na hipótese de atraso dos pagamentos previstos no contrato.

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, pagamos aproximadamente R\$994 milhões a Furnas pelo fornecimento de energia elétrica e pelo repasse e transporte de potência de Itaipu.

Demos início a negociação com Furnas a fim de celebrar um novo contrato de fornecimento e permuta de energia elétrica que leve em conta as alterações do regime regulatório do setor elétrico brasileiro. Esperamos que as disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico facilitem essas negociações.

Acordo de Acionistas datado de 18 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Estadual e a Southern.

Em 1997, o Governo Estadual, nosso acionista controlador, vendeu aproximadamente 33% de nossas ações ordinárias a um grupo de investidores estratégicos liderados pela Southern. Como parte dessa venda, conduzida por meio de processo licitatório, o Governo Estadual e a Southern também celebraram acordo de acionistas que instituiu exigências de quorum qualificado para aprovação de certas matérias, denominadas Disposições sobre Quorum Qualificado.

Nos termos do acordo de acionistas, as respectivas partes votam em bloco, entre outras coisas, no que respeita: a certas alterações do estatuto social de nossa empresa; à emissão de debêntures conversíveis e bônus de subscrição; à criação de partes beneficiárias; ao resgate de ações; a alterações de nossa estrutura societária; e a qualquer distribuição de dividendos que não aquela exigida em nosso estatuto social. O Governo Estadual, a Southern e os acionistas minoritários nomeiam seis, quatro e um membros, respectivamente, para o Conselho de Administração bem como os respectivos suplentes. O Governo Estadual e a Southern também nomeiam três e dois membros, respectivamente, para o Conselho Fiscal. Nos termos desse contrato, a Southern também tem o direito de indicar oito membros da Diretoria e dois membros do Conselho Fiscal.

Em 1999, após o novo governo ter tomado posse, o Governo Estadual ajuizou ação para anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que ele violou as constituições estadual e federal uma vez que as Disposições sobre Quorum Qualificado constituiriam transferência ilícita do controle da CEMIG à Southern. De acordo com a ação, seria necessária legislação estadual para que o Governo Estadual abrisse mão do controle da CEMIG em favor da Southern.

Após algumas sentenças desfavoráveis ao Governo Estadual proferidas em primeira instância, em 1999 foi concedida liminar ao Governo Estadual pelo Tribunal de Justiça que suspendeu os efeitos das Disposições sobre Quorum Qualificado na pendência do desfecho do processo.

Em agosto de 2001, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo. Em virtude dessa decisão, os direitos de voto como estabelecidos em nossos estatutos, não aqueles estabelecidos no Acordo de Acionistas, estão atualmente em vigor. Nossos estatutos prevêm que cada ação ordinária dá o direito ao detentor a um voto nas assembléias gerais de acionistas. Os estatutos sociais não prevêm nenhum direito ou privilégio extraordinário à Southern além daqueles direitos que esta possui em razão da propriedade de nossas ações ordinárias. No entanto, ajuizamos apelação contra a decisão proferida pelo Tribunal de Justiça perante um tribunal superior e, portanto, a eficácia do acordo de acionistas e o controle da CEMIG permanecem sujeitos à decisão judicial.

Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar, datado de 31 de março de 1995 celebrado entre o Governo Estadual e a CEMIG e respectivas Alterações.

Antes de 1995, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil, tinham um retorno sobre investimento em ativos usados para a prestação de serviços de energia a consumidores, as tarifas cobradas de consumidores eram uniforme em todo o país, e os lucros de concessionárias de serviço público de energia rentáveis eram alocados a outras menos rentáveis de forma que o retorno sobre o investimento de todas as companhias seria igual à média nacional. As deficiências experimentadas pela maioria das concessionárias de serviço público de energia no Brasil foram contabilizadas em cada Conta CRC. Quando o conceito da Conta CRC e do retorno garantido foi abolido, as concessionárias com saldos positivos puderam compensar tais saldos contra o seu passivo perante o Governo Federal.

Após a compensação de todos os nossos valores pagáveis e dívida qualificados perante o Governo Federal contra o nosso saldo da Conta CRC, celebramos um contrato com o Governo Estadual em maio de 1995 para transferir a obrigação de pagar o saldo de nossa Conta CRC do Governo Federal ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual pagável em parcelas mensais acrescidas de juros. Essa conta a receber tem um saldo, reajustado ao valor atual, de aproximadamente R\$1.200 milhões em 31 de dezembro de 2001, que incluía um valor significativo de parcelas vencidas. O contrato referente a essa transferência, o Contrato da Conta CRC, exige que o Governo Estadual efetue pagamentos mensais à nossa empresa ao longo de 20 anos, com um período de carência inicial de três anos no que toca a pagamentos de juros e principal. Os juros incidentes sobre o valor devido nos termos do Contrato da Conta CRC vencem à taxa de 6% ao ano, mais correção monetária. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995, sendo capitalizados os juros diferidos durante o período de carência inicial de três anos.

Desde maio de 1995, o Contrato da Conta CRC foi alterado como segue:

- (a) O Contrato da Conta CRC foi alterado pela primeira vez em fevereiro de 2001 para substituir o índice de correção monetária aplicável ao saldo pelo IGP-DI.
- (b) O Contrato da Conta CRC foi a seguir alterado pela Segunda Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 14 de outubro de 2002 que se refere ao pagamento de 149 parcelas mensais, com

vencimento de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando o valor total de R\$754 milhões, ajustado ao valor atual, em 31 de dezembro de 2001, acrescido de juros de 6% ao ano, corrigido com base no IGP-DI. Celebramos essa segunda alteração com o Governo Estadual a fim de preservar os termos e as condições do Contrato da Conta CRC original relativos às parcelas acima mencionadas. Não recebemos quaisquer pagamentos programados para serem efetuado pelo Governo Estadual referentes ao saldo total em aberto dessa segunda alteração. Provisionamos uma perda relativa ao total do saldo em aberto da segunda alteração. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- (c) O Contrato da Conta CRC foi subsequente alterado pela Terceira Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 24 de outubro de 2002 (a “Terceira Alteração”), que se refere a parcelas em aberto originalmente devidas nos termos do Contrato da Conta CRC, de 1º de abril de 1999 até 31 de dezembro de 1999, e de 1º de março de 2000 até 1º de dezembro de 2002. Essas parcelas, no total de R\$451 milhões em 31 de dezembro de 2001, incorrem juros à taxa anual de 12%, corrigidos conforme o IGP-DI. Não recebemos quaisquer pagamentos programados relativos a essa terceira alteração. Podemos reter os pagamentos de dividendos e de juros sobre o capital devido ao Governo Estadual, como nosso acionista, para compensar os valores os quais o Governo Estadual deixou de efetuar os respectivos pagamentos nos termos dessa terceira alteração.

Instrumento Particular para Cobertura da Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, Divididas em Duas Séries da Mesma Classe, Sem Garantia ou Preferência, da CEMIG, datado de 4 de outubro de 2001, entre a CEMIG e Planner Corretora de Valores S.A.

Em 1º de novembro de 2001, de acordo com nosso contrato celebrado com a Planner Corretora de Valores S.A., como agente fiduciário, realizamos uma emissão pública de R\$625 milhões de debêntures em duas séries de R\$312,5 milhões. A primeira série de debêntures vencerá em 1º de novembro de 2009 e a segunda série de debêntures vencerá em 1º de novembro de 2011. As debêntures estão sujeitas a um resgata antecipado à opção dos detentores de debêntures (em 2005, no caso da primeira série e, em 2006, no caso da Segunda série). Quando do vencimento, estamos obrigados a pagar aos detentores de debêntures um valor igual ao valor nominal indexado de quaisquer debêntures ainda em circulação acrescido de juros compensatórios. Essas debêntures não são conversíveis e não possuem preferências ou garantias.

Se realizarmos um pagamento atrasado de qualquer valor devido aos detentores de debêntures, teremos de pagar, além do valor devido, uma multa de 10% ao mês sobre o valor devido. Além disso, se deixarmos de efetuar um pagamento devido na data de vencimento, as respectivas debêntures deverão ser aceitas por nós como pagamento pelos detentores de debêntures pela eletricidade que a eles fornecemos.

O produto dessa emissão foi usado para financiar projetos de geração, transmissão e distribuição, inclusive projetos em parceria com companhias do setor privado de acordo com nosso programa de investimento de capital para 2001 e 2002.

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito N.º 02.2.962.3.1., datado de 7 de fevereiro de 2003, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e CEMIG com Interveniência de Terceiros

Em 7 de fevereiro de 2003, celebramos um contrato de financiamento de acordo com o qual o BNDES, mediante a satisfação de certas condições, concedeu um empréstimo a nós no valor de aproximadamente R\$396,7 milhões. Contraímos R\$355 milhões de acordo com este contrato e utilizamos parcialmente os recursos para quitação de obrigações em aberto perante o MAE, relativas à energia comprada no mercado à vista durante o período do Plano de Racionamento de Energia. Esse financiamento foi a nós concedido de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico. O empréstimo será pago ao BNDES em 60 parcelas mensais durante cinco anos, em início em 15 de março

de 2003, e com o pagamento da parcela final com vencimento em 15 de fevereiro de 2008, com juros acrescidos sobre o saldo devedor de 1% sobre a taxa de overnight do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, ou SELIC, a taxa de juros de *benchmark* brasileiro. Poderemos efetuar o pagamento antecipado do saldo em aberto nos termos desse contrato com os valores recebidos de acordo com o Contrato da Conta CRC.

Nossas obrigações conforme os termos desse empréstimo são garantidas pelos recursos obtidos de nossa cobrança de tarifas de geração e distribuição correspondentes a 3,37% de nossas vendas mensais, conforme definido no contrato de empréstimo. Aplicamos os recursos obtidos do empréstimo para a quitação de nossas obrigações relacionadas às transações de energia no MAE em vigor no período do Plano de Racionamento de Energia.

Controles Cambiais

Não há nenhuma restrição à titularidade de ações preferenciais por parte de V.Sa. ou por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. Entretanto, o direito de V.Sa. de converter pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações preferenciais em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que V.Sa. registre o pertinente investimento junto ao Banco Central e à CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução N.º 1.289, conforme alterações posteriores, do Conselho Monetário Nacional, também conhecido como Regulamento do Anexo V. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs podem ser detidos por investidores estrangeiros ao amparo da Lei N.º 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução N.º 2.689 do Conselho Monetário Nacional, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concede tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução N.º 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução N.º 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis no mercado financeiro e no mercado de capitais brasileiro, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução N.º 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 N.º 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de entidade devidamente credenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Ademais, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução N.º 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados autorizados a operar pela CVM, ressalvada transferência decorrente 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 que não tenham registrado seu investimento junto ao Banco Central poderiam ser prejudicados 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 no que respeita a ações de emissores brasileiros. As ADSs foram aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM.

Um certificado de registro eletrônico foi emitido em nome do Citibank, N.A., banco depositário no que respeita às ADSs e é mantido pelo Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais por conta do banco depositário. Esse certificado de registro eletrônico é registrado por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Ao amparo do certificado de registro, o custodiante e o banco depositário serão capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações no que respeita às ações preferenciais representadas pelas ADSs em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil. Na hipótese de um detentor de ADSs permutar essas ADSs por ações preferenciais, o detentor terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro do banco depositário por cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação das ações preferenciais ou as distribuições atinentes às ações preferenciais, a menos que o detentor seja investidor devidamente habilitado nos termos da Resolução N.º 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e constituição de representante no Brasil. Caso assim não registrado, o detentor ficará sujeito a tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs. Independentemente de habilitação nos termos da Resolução N.º 2.689, residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que os demais investidores estrangeiros. Vide “Tributação — Considerações Fiscais Brasileiras”.

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 repatriamento de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subseqüentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição das principais conseqüências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil no que respeita à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ADSs por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definida no Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986, ou o Código, ou 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 ou ADSs, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais ou ADSs. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais ou ADSs como ativo permanente, não cuidando do tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito de voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais especiais, tais como bancos, companhias de seguro, corretoras de valores mobiliários ou moedas, pessoas que deterão ações preferenciais ou ADSs em razão de posição tomada em operação de “straddle” ou de “conversão” para fins fiscais, bem como pessoas que tenham “moeda funcional” que não dólares dos Estados Unidos.

O resumo 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 deverão consultar seus próprios tributaristas no que respeita às conseqüências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais conseqüências fiscais decorrentes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ADSs, inclusive, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não haja no momento nenhum tratado em matéria de imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais dos dois países vêm travando entendimentos que poderão culminar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando um tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais ou ADSs.

Considerações Fiscais Brasileiras

Introdução. A explanação a seguir resume as principais conseqüências fiscais brasileiras da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ADSs, 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 e, no caso de detentor de ações preferenciais, que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais junto ao Banco Central como investimento em dólares dos Estados Unidos. A explanação a seguir não trata especificamente de todas as considerações fiscais brasileiras aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular, devendo cada detentor não brasileiro consultar seu próprio tributarista no que respeita às conseqüências fiscais brasileiras de investimento em nossas ações preferenciais ou ADSs.

Tributação de Dividendos. Os dividendos pagos por nossa empresa, inclusive, bonificações em ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais, não se encontram atualmente sujeitos a imposto de retenção na fonte no Brasil na medida que os dividendos se refiram a lucro de períodos com início a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a imposto de retenção na fonte brasileiro a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado. Não obstante a sentença anterior, as bonificações em ações não estão sujeitas a imposto de retenção na fonte, a menos que as ações sejam resgatadas por nossa empresa ou vendidas por detentor não brasileiro no prazo de cinco anos contados da distribuição. Tratado em matéria fiscal pode reduzir a alíquota de imposto de retenção na fonte. O Brasil celebrou tratados em matéria de imposto com diversos países. Entretanto, não há atualmente nenhum tratado em matéria de impostos entre os Estados Unidos e o Brasil. O único tratado brasileiro em matéria de imposto atualmente em vigor que reduz a alíquota do imposto de retenção na fonte vigente sobre dividendos é o tratado com o Japão, o qual, caso certas condições sejam atendidas, reduz essa alíquota para 12,5%.

Pagamentos de Juros sobre o Capital. A Lei N.º 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995 e alterações posteriores permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital ou juros atribuídos ao patrimônio líquido. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. As companhias poderão tratar esses pagamentos como despesa para fins de imposto de renda e contribuição social. Esses juros ficam limitados a 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 (antes de impostos referentes a contribuição social sobre lucro líquido, imposto de renda, e a dedução dos juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% dos lucros acumulados na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos acionistas (inclusive, detentores de ADSs referentes a ações preferenciais) ficará sujeito a imposto de retenção na fonte à alíquota de 15% ou 25%, no caso de acionista domiciliado em paraíso fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

À medida que pagamentos de juros sobre o capital sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa empresa fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto de retenção na fonte aplicável, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

Se nossa empresa distribuir juros sobre o capital, as distribuições a não brasileiros de juros sobre o capital próprio atinentes às ações preferenciais, inclusive as ações preferenciais subjacentes às ADSs, poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para fora do Brasil, observados os controles cambiais aplicáveis.

Não podemos lhe garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital.

Tributação de Ganhos. Os ganhos realizados fora do Brasil por detentor não brasileiro em função da alienação de ADSs a outro detentor não brasileiro não estão sujeitos a imposto brasileiro.

Para fins de tributação brasileira, há três tipos de detentores não brasileiros de ADSs ou de ações preferenciais:

- investidores de mercado que representam os não residentes brasileiros registrados junto ao Banco Central e à CVM para investir no Brasil de acordo com a Resolução N.º 2.689 do Conselho Monetário Nacional ou os investidores que detenham ADSs; e
- detentores não brasileiros ordinários, que incluem todos e quaisquer não residentes no Brasil que invistam no país por quaisquer outros meios; e
- investidores que residam em paraíso fiscal (ou seja, país que não exige imposto de renda ou onde a alíquota do imposto de renda é inferior a 20%), independentemente de registro nos termos da Resolução N.º 2.689.

Os comentários contidos abaixo aplicam-se a todos os detentores não brasileiros, inclusive, detentores não brasileiros que invistam ao amparo da Resolução N.º 2.689, ressalvadas as observações em contrário.

A Resolução N.º 2.689 efetivamente estende o tratamento fiscal favorável atualmente concedido a detentores de ADSs que não sejam residentes em paraísos fiscais a todos os detentores não brasileiros de ações preferenciais que tenham:

- constituído representante no Brasil, com poderes para agir no que respeita a seus investimentos;
- nomeado custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos;
- obtido registro como investidor estrangeiro junto à CVM; e
- registrado seus investimentos no Banco Central.

O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs poderá ficar sujeito a imposto de renda brasileiro sobre ganhos de capital caso o valor anteriormente registrado junto ao Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução N.º 2.689, o custo de aquisição das ações preferenciais, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial na bolsa de valores brasileira em que o maior número dessas ações tenha sido vendido no dia de depósito; ou
- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais 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, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15%, exceto no caso de investidores enquadrados na Resolução N.º 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal.

A retirada de ações preferenciais em permuta pelas ADSs não está sujeita a qualquer imposto brasileiro. Por ocasião do recebimento das ações preferenciais subjacentes, o detentor não brasileiro terá direito de registrar o valor das ações em dólares dos Estados Unidos junto ao Banco Central.

Os detentores não brasileiros não estão sujeitos a imposto no Brasil sobre ganhos realizados na venda de ações preferenciais e ADSs que ocorra fora do Brasil a pessoas que não sejam residentes no Brasil. Os recursos provenientes de resgate das ADSs ou de distribuição em função de liquidação atinente às ADSs, nas mesmas condições, estão isentos de impostos brasileiros. No que respeita a recursos provenientes de resgate de ações preferenciais ou distribuição em função de liquidação atinente a ações preferenciais, a diferença entre o valor efetivamente recebido pelo acionista e o valor da moeda estrangeira registrada junto ao Banco Central convertida em reais à taxa do mercado comercial na data do resgate ou distribuição em função de liquidação, será tratada como ganho de capital decorrente da venda ou permuta não realizada em bolsa de valores brasileira e sujeita a imposto de renda à alíquota de 15%.

Os detentores não brasileiros estão sujeitos a imposto de retenção na fonte à alíquota de 15% sobre ganhos realizados em:

- vendas ou permutas das ações preferenciais no Brasil; ou
- vendas das ações preferenciais a residentes no Brasil realizadas fora de bolsa de valores brasileira.

Os detentores não brasileiros encontram-se atualmente sujeitos a imposto de renda à alíquota de 20% sobre ganhos realizados na venda ou permuta no Brasil de ações preferenciais realizada em bolsa de valores brasileira, a menos que a venda seja efetuada por detentor não brasileiro que não seja residente em paraíso fiscal (i) no prazo de cinco dias úteis contados da retirada das ações preferenciais em permuta por ADSs, e que o produto seja remetido para o exterior no mesmo prazo de cinco dias; ou (ii) que seja investidor nos termos da Resolução N.º 2.689. Nessas duas hipóteses, os ganhos realizados ficarão isentos de imposto de renda.

O “ganho realizado” em decorrência de operação em bolsa de valores brasileira constitui a diferença entre o valor em reais realizado na venda ou permuta e o custo de aquisição mensurado em reais, sem qualquer correção monetária. O custo de aquisição de ações registrado como investimento junto ao Banco Central é calculado com base no valor da moeda estrangeira registrado junto ao Banco Central convertido em reais à taxa do mercado comercial na data da venda ou permuta. Não podemos lhe garantir que o atual tratamento preferencial dado a detentores das ADSs e a detentores não brasileiros de nossas ações preferenciais nos termos da Resolução N.º 2.689 perdurará no futuro.

Qualquer exercício de direitos de preferência atinentes às ações preferenciais não ficará sujeito a tributação brasileira. Por outro lado, qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência atinentes às ações preferenciais pelo depositário em nome dos detentores de ADSs ou por detentor não

brasileiro de ações preferenciais ficará sujeito às mesmas regras de tributação aplicáveis à venda ou cessão de ações preferenciais. A alíquota máxima é atualmente de 15%.

Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Paraísos Fiscais ou Jurisdições com Alíquotas de Imposto Baixas. A Lei N.º 9.779 datada de 19 de janeiro de 1999 estabelece que, ressalvadas circunstâncias limitadas, qualquer renda oriunda de operações efetuadas por beneficiário que resida ou seja domiciliado em país considerado paraíso fiscal está sujeita a imposto de renda a ser retido na fonte à alíquota de 25%. Por conseguinte, se a distribuição de juros sobre o capital próprio for efetuada a beneficiário residente ou domiciliado em paraíso fiscal, o imposto de renda será aplicável à alíquota de 25% em vez de 15%. Atualmente, os ganhos de capital não estão sujeitos à alíquota de 25%, ainda que o beneficiário resida em paraíso fiscal.

De acordo com a Lei N.º 9.959, detentores não brasileiros de ADSs ou ações preferenciais que sejam residentes em paraísos fiscais também estão excluídos dos incentivos fiscais concedidos a detentores de ADSs e investidores nos termos da Resolução N.º 2.689 de 1º de janeiro de 2000 e ficarão sujeitos ao mesmo tratamento fiscal aplicável a detentores que sejam residentes ou domiciliados no Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio. Há incidência de imposto sobre operação financeira na conversão de reais em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em reais. Embora a atual alíquota aplicável para quase todas as operações de câmbio seja zero, o Ministério da Fazenda poderá aumentar essa alíquota a qualquer tempo, para até 25%, entretanto, poderá ele somente assim proceder com relação às operações futuras.

Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários. A Lei N.º 8.894 datada de 21 de junho de 1994 instituiu o Imposto sobre Operações Financeiras ou IOF que poderá ser exigido em qualquer operação que envolva títulos e valores mobiliários, ainda que a operação seja realizada em bolsas brasileiras de valores, futuros ou mercadorias. A alíquota do IOF/Títulos com relação às operações de ações preferenciais e ADSs é atualmente zero, embora o Poder Executivo possa aumentar a alíquota para até 1,5% ao dia sobre o valor da operação, mas somente com relação a operações futuras de ações preferenciais e ADSs.

Outros Impostos Brasileiros. Não há nenhum imposto sobre sucessão, herança e doação aplicável à titularidade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ADSs, ressalvados os impostos sobre doação e herança exigidos por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados de pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhum imposto de selo, emissão, registro tampouco impostos ou tarifas similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais ou ADSs.

As operações efetuadas pelo depositário ou por detentores de ações preferenciais que envolvam a retirada de moeda brasileira de conta mantida junto a qualquer instituição financeira brasileira ficarão sujeitas à CPMF. A CPMF vem, de modo geral, incidindo sobre débitos em conta bancária, inicialmente, à alíquota de 0,38%. Em 12 de junho de 2002, a Emenda Constitucional N.º 37/02 aprovou a continuidade da imposição da CPMF até 31 de dezembro de 2004. Para os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2002 e 2003, a taxa para a CPMF será de 0,38%. A taxa do imposto da CPMF deverá diminuir para 0,08% para o exercício social de 2004.

A responsabilidade pela cobrança da CPMF caberá à instituição financeira que realizar a pertinente operação financeira. Ademais, quando o detentor não brasileiro transfere o produto da venda ou cessão de ações preferenciais por meio de operação de câmbio, a CPMF incide sobre o valor a ser remetido ao exterior em reais. Se efetuarmos qualquer operação de câmbio com relação a ADSs ou ações preferenciais, nossa empresa arcará com a CPMF.

Considerações Fiscais Norte-americanas

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 preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

Tributação de Distribuições. As distribuições às ações preferenciais ou às ADSs (que não as distribuições quando de resgate das ações preferenciais, observado o Artigo 302(b) do Código, ou quando de liquidação da Companhia), na medida que efetuadas a partir de ganhos e lucros correntes ou acumulados da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios de imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. Se os ganhos e lucros correntes ou acumulados serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações preferenciais ou ADSs para se qualificarem como dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. Na medida que tal distribuição exceda o valor dos ganhos e lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na extensão do custo de aquisição corrigido das ações preferenciais ou ADSs do detentor norte-americano e subsequentemente como ganho de capital (contanto que as ações preferenciais ou ADSs sejam detidas no ativo permanente). Conforme empregado abaixo, o termo “dividendo” significa distribuição que constitui dividendo para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Os dividendos em dinheiro (inclusive, valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às ações preferenciais 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 preferenciais 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 se qualificarão à dedução por dividendos recebidos facultada a companhias. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado por referência à taxa de câmbio vigente no dia em que sejam recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações preferenciais, ou pelo banco depositário, no caso de ações preferenciais 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 no que respeita à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas no que respeita 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 no que respeita às conseqüências decorrentes do recebimento de quaisquer reais adicionais do Custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, “receita passiva” de fonte estrangeira ou receita de serviços financeiros para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Observadas as limitações geralmente aplicáveis nos termos da legislação de imposto de renda federal dos Estados Unidos, o imposto de retenção na fonte brasileiro será tratado como imposto de renda estrangeiro com possibilidade de ser creditado em face da responsabilidade de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção de detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo do lucro real). Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros no que respeita a impostos de retenção na fonte brasileiros.

Não está totalmente evidente se as ações preferenciais serão tratadas como “ações preferenciais” ou “ações ordinárias” segundo o significado do artigo 305 do Código. Se as ações preferenciais forem tratadas como “ações ordinárias” para fins do artigo 305, as distribuições a detentores norte-americanos dessas “ações ordinárias” adicionais ou dos direitos de preferência atinentes a essas “ações ordinárias” no que respeita às suas ações preferenciais ou ADSs que façam parte de distribuição proporcional a

todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de fonte norte-americano quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Por outro lado, se as ações preferenciais forem tratadas como “ações preferenciais” segundo o significado do artigo 305 ou se o detentor norte-americano receber distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência, que não conforme descrito na sentença precedente, tais distribuições (inclusive, valores retidos com relação a quaisquer impostos brasileiros) serão tratadas como dividendos que poderão 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 justo valor de mercado das ações ou direitos de preferência na data de distribuição.

Os detentores de ações preferenciais ou ADSs que não sejam detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão sujeitos a imposto de renda federal ou imposto de retenção na fonte dos Estados Unidos incidente sobre dividendos recebidos sobre as ações preferenciais ou ADSs, a menos que essa receita esteja efetivamente ligada à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor.

Tributação de Ganhos de Capital. Os depósitos e retiradas de ações preferenciais pelos detentores norte-americanos em permuta por ADSs não acarretarão a 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 preferenciais 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 preferenciais ou ADSs do detentor norte-americano e o valor realizado na alienação. O ganho realizado por detentor norte-americano em venda, resgate ou outra alienação de ações preferenciais ou ADSs, inclusive, o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações preferenciais 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 renda de origem norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Se imposto de retenção na fonte brasileiro for exigido na venda ou alienação de ações preferenciais, conforme descrito em “Tributação — Considerações Fiscais Brasileiras”, o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto do produto dessa venda ou alienação antes da dedução do imposto de retenção na fonte brasileiro. A cabimento 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 sujeito a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem das circunstâncias especiais de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas quanto à aplicação das normas de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou à alienação de ações preferenciais.

Um detentor de ações preferenciais 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 preferenciais ou ADSs, a menos que (i) tal ganho esteja efetivamente ligado à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor; ou (ii) no caso de ganho realizado por detentor pessoa física, o detentor tenha permanecido nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no ano-base da 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. Os detentores de ADSs que não sejam detentores norte-americanos poderão ficar 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 empresa paga dividendos às ações preferenciais nos valores e da forma estipulada em “—Pagamento e Política de Dividendos”. Poderemos efetuar o pagamento de dividendos às ações preferenciais representadas por ADSs ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos que pagarmos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, converteremos esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeteremos esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilidade de Documentos

Nossa empresa está sujeita às exigências de informações do Securities Exchange Act de 1934 e alterações posteriores. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a Comissão. Esses materiais, inclusive este relatório anual e respectivos anexos, podem ser examinados e copiados na Sala de Referência Pública da Comissão em 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 205549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Referência Pública da Comissão mediante pagamento das respectivas taxas. O público poderá obter informações sobre o funcionamento na Sala de Referência Pública da Comissão entrando em contato com a Comissão, nos Estados Unidos, em 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham este relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguro

Nossas apólices de seguros para cobertura de danos a nossas usinas causados por incêndio e riscos operacionais, tais como falhas de equipamento, expiraram em 31 de dezembro de 2001. Estamos atualmente em processo de solicitação de licitação de seguradoras para contratação de novas apólices de seguros para cobertura desses riscos. Não possuímos também seguros gerais de responsabilidade contra terceiros para a cobertura de acidentes e não incluímos esse tipo de seguro em nossos pedidos de licitação. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não iniciamos processo licitatório, nem possuímos, coberturas de seguro contra catástrofes de grande proporção que afetem nossas usinas, 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 perdas e danos sofridos por nós e por nossos clientes decorrentes de uma interrupção no fornecimento de energia não estão cobertos pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos às respectivas perdas significativas. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Companhia – Nossa cobertura de seguro pode ser insuficiente para cobrir nossas perdas”.

Acreditamos que, assim que contratarmos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em um nível usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos. Conforme os termos de nossos contratos de concessão, a ANEEL poderá impor uma multa contra nós se esse órgão acreditar que não temos cobertura de seguro adequada para nossos ativos que sejam essenciais para nossas operações de geração, transmissão e distribuição. Embora acreditemos que certos procedimentos que implementamos constituam seguro adequado, não podemos garantir a V.Sa. que a ANEEL concordará com eles.

Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Cíveis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos

Somos uma sociedade de economia mista (uma empresa do setor público com participação parcial do setor privado) organizada conforme as leis do Brasil. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, substancialmente todos os nossos ativos estão localizados no

Brasil. Como consequência, os portadores de ADSs deverão cumprir com a lei a lei brasileira para obter um julgamento executável contra essas pessoas estrangeiras ou nossos ativos. Não será também possível a detentores de ADSs tornar válida a citação dentro dos Estados Unidos de nossos diretores e conselheiros ou executar nos Estados Unidos julgamentos contra essas pessoas obtido em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer julgamentos que tenham como fundamento as leis federais de mercados capitais dos Estados Unidos, na medida que esses julgamentos excedem os ativos dessas pessoas estabelecidos dentro dos Estados Unidos.

Nesse particular, nosso consultor legal brasileiro, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, forneceu a informação de que os tribunais brasileiros farão cumprir os julgamentos proferidos por tribunais dos Estados Unidos relacionados a responsabilidades civis com fundamento na lei de mercados de capitais dos Estados Unidos, sem reconsideração do mérito, somente se a decisão satisfizer certas exigências e receba a confirmação do Supremo Tribunal Federal do Brasil. A sentença estrangeira será confirmada se:

- satisfaz todas as formalidades exigidas para sua executabilidade nos termos das leis do país que proferiu a sentença estrangeira;
- determinar o pagamento de uma quantia certa em dinheiro;
- for proferida por um tribunal competente na jurisdição em que a sentença foi concedida após citação realizada conforme a lei brasileira;
- não estiver sujeita a recurso;
- for legalizada por um consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada por uma tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional brasileira, política pública ou aos bons preceitos morais, e não contenha qualquer disposição que, por qualquer motivo, não seria mantida pelos tribunais do Brasil.

Não obstante o acima exposto, nenhuma garantia poderá ser dada de que tal homologação será obtida, de que o processo acima descrito será conduzido oportunamente ou que um tribunal brasileiro exigirá o cumprimento de uma sentença para pagamento em dinheiro pela violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação a quaisquer valores mobiliários emitidos por nós.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados informou nossa Companhia que (i) o processo de confirmação descrito acima não pode ser conduzido de maneira oportuna e (ii) os tribunais brasileiros não podem tornar válidas todas as indenizações concedidas por perdas e danos descritas na decisão de um tribunal dos Estados Unidos tendo em vista que certos conceitos, tais como perdas e danos punitivos e emergentes não existem na lei brasileira.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados informaram, adicionalmente, que:

- como autor, V.Sa. poderá instaurar uma ação original fundamentada nas leis de mercado de capitais dos Estados Unidos perante tribunais brasileiros e que, sujeito às leis aplicáveis, os tribunais brasileiros poderão fazer cumprir responsabilidades civis nesses tipos de ações contra nós, nossos conselheiros e certos diretores e consultores e o Governo Estadual;
- caso V.Sa. resida fora do Brasil e não possua um imóvel no Brasil, V.Sa. deverá indicar um representante legal no Brasil e fornecer um título suficiente para garantir os custos e honorários legais, incluindo honorários do advogado do réu, como estabelecido pelo tribunal brasileiro em relação ao litígio no Brasil, exceto no caso da execução de uma sentença estrangeira que tenha sido confirmada pelo Supremo Tribunal Federal brasileiro; e
- conforme a jurisprudência no Brasil, V.Sa. poderá estar impedida de satisfazer uma sentença contra nós que penhore ativos empregados na prestação de serviços de

geração, transmissão e distribuição, embora não exista qualquer lei que especificamente proíba tal penhora.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente da alteração tanto das taxas de câmbio quanto das taxas de juros.

Há risco de taxas de câmbio na medida que alguns de nossos empréstimos e financiamentos e nosso faturamento de energia elétrica estão denominados em outras moedas (principalmente dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossa renda (o real). Apesar do fato de nossas compras de eletricidade de Itaipu, que representaram aproximadamente 15% de nossos custos e despesas operacionais, em 2001, estarem denominadas em dólares dos Estados Unidos, não estamos mais expostos ao respectivo risco de câmbio estrangeiro em virtude das mudanças na lei de tarifa em 2001 que agora permite que concessionárias de eletricidade como nós registre os prejuízos da taxa de câmbio relacionados às compras de Itaipu como ativo diferido regulatório. Vide “Item 5 – Análise e Perspectiva das Operações Financeiras – Políticas Contábeis Críticas”.

De maneira similar, estamos sujeitos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de juros que poderão afetar o custo de financiamento. Não utilizamos instrumentos financeiros, tais como contratos de câmbio a termo, opções em moeda estrangeira, *swaps* de taxa de juros e contratos de taxa a termo para administrar esses riscos. Nossa empresa não detém nem emite instrumentos derivativos ou outros instrumentos financeiros para fins de negociação.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2001, quase 54% de nossa dívida em aberto, ou R\$1.335 milhões, encontrava-se denominada em moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2001, aproximadamente 94% de nossa dívida em moeda estrangeira, ou R\$1.255 milhões, estava denominada em dólar dos Estados Unidos. Além disso, em 31 de dezembro de 2001, tínhamos uma obrigação de curto prazo relacionada a faturamento de energia elétrica no valor de R\$42 milhões, também denominado em dólar dos Estados Unidos. Nossa empresa não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação aplicável que exige que nossa empresa mantenha caixa excedente depositado em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa empresa não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2001, possuíamos contas de depósito em garantia de investimento no valor de R\$152 milhões, que compreendem (i) investimentos no valor de R\$133 milhões, que possui taxa de juros calculadas como base na variação do dólar dos Estados Unidos e (ii) R\$19 milhões, que possui taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

Em 2002, sofremos uma perda relacionada à variação da taxa de câmbio no valor de R\$736 milhões, em virtude da desvalorização de 52,6% do real contra o dólar dos Estados Unidos durante esse o referido ano. Essa perda estará refletida em nossas demonstrações financeiras de 2002.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2001, tínhamos aproximadamente R\$2.328 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, líquido das contas de depósito em garantia de investimentos no valor de R\$152 milhões (que compreendem (i) investimentos no valor de R\$133 milhões, que possuem taxa de juros calculadas com base na variação do dólar dos Estados Unidos e (ii) investimentos de R\$19 milhões, que incidem taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário – CDI) dos quais aproximadamente R\$1.876 milhões com juros a taxas flutuantes. Desses R\$1.876 milhões, R\$1.055 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de

inflação determinados pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R\$821 milhões estão sujeitos à LIBOR. Além do débito acima descrito da taxa flutuante acima descrita, também possuíamos ativos que consistiam de nossa conta a receber do Governo Estadual e ativos regulatórios diferidos, que incorre juros ligados ao IGP-DI e SELIC, respectivamente. Vide notas explicativas 3 e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Em 2002, não sofremos perdas associadas à nossa exposição à taxa de juros.

Estimamos que a perda potencial que sofreríamos no caso de uma alteração hipotética, imediata e desfavorável de 100 pontos base (equivalente a 1%) das taxas de juros aplicáveis a ativo e passivo financeiro com taxas flutuantes detidos em 31 de dezembro de 2001 seria de aproximadamente R\$6 milhões.

As tabelas a seguir mostram informações resumidas atinentes à nossa exposição ao risco da taxa de juros e da taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2001:

	Total da Carteira de Endividamento	
	Milhões de R\$	%
Dívida de taxa flutuante:		
<i>Denominada em real</i>	1.055	45
Denominada em moeda estrangeira.....	821	35
	<u>1.876</u>	<u>80</u>
Dívida de taxa fixa:		
<i>Denominada em real</i>	90	4
Denominada em moeda estrangeira.....	514	22
	<u>604</u>	<u>26</u>
Subtotal	<u>2.480</u>	<u>106</u>
Contas de Depósito em Garantia	(152)	(6)
Total	<u>2.328</u>	<u>100</u>

As tabelas abaixo mostram informações de 31 de dezembro de 2001 sobre nossas obrigações da dívida que são sensíveis às alterações de taxas de juros e taxas de câmbio, inclusive datas de vencimento previstas e taxas de juros médias anuais a elas referentes. As taxas de juros variáveis têm como base a taxa de referência aplicável em 31 de dezembro de 2001.

Data de Vencimento Prevista
(Valores expressos em milhões de R\$)

Obrigação da Dívida	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 e seg.	Total Longo Prazo
<i>Dívida denominada em moeda estrangeira:</i>								
taxa fixa.....	61	217	34	12	8	8	89	429
taxa flutuante	261	193	16	13	9	9	53	554
<i>Dívida denominada em real:</i>								
taxa fixa.....	13	12	10	10	8	4	24	81
taxa flutuante	52	49	367	334	15	15	133	965
<i>Contas de Depósito em Garantia.....</i>								
	(14)	(4)	-	-	-	-	-	(18)
Total	373	467	427	369	40	36	299	2.011

Obrigação da Dívida	Taxa de Juros Média Anual Esperada (%)						
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 e seg.
Dívida denominada em moeda estrangeira:							
taxa fixa.....	8,85	8,86	7,77	7,62	7,71	7,73	7,76
taxa flutuante.....	5,27	4,78	3,22	3,20	3,19	3,24	3,32
<i>Dívida denominada em real:</i>							
taxa fixa.....	4,56	4,38	4,30	4,20	4,04	3,86	3,79
taxa flutuante (excluindo índices de inflação)	11,60	11,77	11,95	11,78	10,56	10,99	11,52
Taxa flutuante (inclusive índices esperados de inflação em 2001.....)	31,69	25,18	23,15	20,72	17,19	17,65	18,21

Item 12. Descrição de Valores Mobiliários Exceto Ações do Capital

Não Aplicável

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos

Não aplicável

Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

Não houve quaisquer alterações significativas em nossos controles internos ou em outros fatores que poderiam prejudicar esses controles após a última avaliação, inclusive quaisquer medidas corretivas em relação às deficiências significativas e falhas materiais.

Item 16. [Reservado].

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-65 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual segundo o Formulário 20-F:

- Relatórios da Deloitte Touche Tohmatsu
- Balanços Patrimoniais Consolidados Auditados em 31 de dezembro de 2001 e 2000
- Demonstrações do Resultado e da Receita (Prejuízo) Total Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2001.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2001
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2001
- Notas Explicativas das demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

Demonstrações Financeiras Consolidadas

31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Belo Horizonte - MG

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (uma corporação brasileira) e suas subsidiárias (a "Companhia") em 31 de dezembro de 2001 e 2000, e as respectivas demonstrações consolidadas dos resultados e lucros (prejuízos) abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e fluxo de caixa para cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, expressos em Reais. Estas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias.

Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria geralmente aceitas nos Estados Unidos da América. Essas normas exigem que planejemos e executemos a auditoria para obter razoável segurança de que as demonstrações financeiras não apresentem erros relevantes. Uma auditoria inclui exames, com base em testes, das evidências que suportam os saldos e as divulgações das demonstrações financeiras. Uma auditoria também inclui a avaliação dos princípios contábeis utilizados e as estimativas contábeis relevantes feitas pela Administração, bem como a avaliação das demonstrações financeiras apresentadas em seu conjunto. Acreditamos que nossos exames fornecem base razoável para nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira consolidada da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e suas subsidiárias em 31 de dezembro de 2001 e 2000, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

21 de março de 2003

Deloitte Touche Tohmatsu

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

A T I V O S

	31 de dezembro	
	2001	2000
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (Nota 7)	218	236
Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito (Nota 8)	468	-
Contas a receber, líquido (Nota 9)	485	668
Contas a receber – Uso da rede básica de transmissão	18	19
Ativos regulatórios diferidos (Nota 4)	259	-
Impostos a recuperar (Nota 10)	86	25
Outros	84	67
	<u>1.618</u>	<u>1.015</u>
INVESTIMENTOS (Nota 11)	<u>437</u>	<u>169</u>
IMOBILIZADO, LÍQUIDO (Nota 12)	<u>9.841</u>	<u>10.297</u>
OUTROS ATIVOS:		
Títulos e valores mobiliários – Disponíveis para venda (Nota 13)	70	61
Ativos regulatórios diferidos (Nota 4)	1.245	-
Recebíveis do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento (Nota 5)	123	-
Impostos sobre a renda diferidos, líquido (Nota 6)	-	158
Contas a receber do Governo do Estado (Nota 3)	451	953
Outros	125	78
	<u>2.014</u>	<u>1.250</u>
Total do ativo	<u><u>13.910</u></u>	<u><u>12.731</u></u>

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

PASSIVOS E PATRIMÔNIOS LÍQUIDOS

	31 de dezembro	
	2001	2000
CIRCULANTE:		
Empréstimos a curto prazo (Nota 16)	-	82
Fornecedores (Nota 14)	945	237
Salários e encargos sociais	97	80
Impostos a recolher (Nota 15)	219	78
Dividendos e juros sobre capital próprio	105	174
Parcela de curto prazo de financiamentos a longo prazo (Nota 16)	317	453
Encargos regulatórios a recolher (Nota 17)	52	90
Venda antecipada de energia elétrica (Nota 18)	42	71
Participação dos empregados no resultado	35	17
Provisão para contingências (Nota 20)	-	150
Outros	65	63
	<u>1.877</u>	<u>1.495</u>
EXIGIVEL A LONGO PRAZO:		
Financiamentos a longo prazo (Nota 16)	2.011	1.070
Obrigações com benefícios pós-emprego (Nota 19)	1.627	1.803
Impostos sobre a renda diferidos, líquido (Nota 6)	46	-
Provisão para contingências (Nota 20)	319	136
Fornecedores (Nota 14)	364	-
Sobretaxa cobrada dos consumidores (Nota 5)	26	-
Venda antecipada de energia elétrica (Nota 18)	-	33
Outros	94	30
	<u>4.487</u>	<u>3.072</u>
PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS	<u>3</u>	<u>2</u>
PATRIMONIO LÍQUIDO: (Nota 21)		
Capital Social -		
Ações preferenciais – 89.436.237 mil autorizadas, emitidas e em circulação	786	786
Ações ordinárias – 69.495.478 mil autorizadas, emitidas e em circulação	610	610
	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	3.133	3.299
Lucros acumulados não apropriados	79	735
Prejuízo abrangente acumulado	(235)	(438)
	<u>7.543</u>	<u>8.162</u>

Total do passivo e patrimônio líquido	13.910	12.731
	<u>=====</u>	<u>=====</u>

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS RESULTADOS
E LUCROS (PREJUÍZOS) ABRANGENTES**

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001, 2000 E 1999

(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS: (Nota 22)			
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais	4.587	4.478	3.678
Recomposição tarifária regulatória extraordinária (Nota 4)	789	-	-
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado	517	145	63
Uso da rede básica de transmissão	154	139	71
Outras receitas operacionais	150	124	93
Impostos sobre as receitas	(1.191)	(1.130)	(933)
Total das receitas operacionais líquidas	5.006	3.756	2.972
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia comprada para revenda (Nota 23)	(1.914)	(819)	(727)
Gás natural comprado para revenda	(84)	(60)	(36)
Uso da rede básica de transmissão	(251)	(243)	(151)
Depreciação e amortização	(641)	(583)	(555)
Pessoal	(531)	(466)	(391)
Encargos regulatórios (Nota 23)	(420)	(433)	(258)
Serviços de terceiros	(216)	(195)	(153)
Benefícios pós-emprego (Nota 19)	(293)	(238)	(193)
Materiais e suprimentos	(71)	(71)	(59)
Outros (Nota 23)	(274)	(208)	(290)
Provisão para perdas nos ativos regulatórios diferidos	(150)	-	-
Provisão para perdas no contas a receber do Governo do Estado (Nota 3)	(754)	-	-
Total de custos e despesas operacionais	(5.599)	(3.316)	(2.813)
Lucro (prejuízo) operacional	(593)	440	159
DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS (Nota 24)	(48)	(42)	(295)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda	(641)	398	(136)
IMPOSTOS SOBRE A RENDA – (DESPESA)			
CRÉDITO: (Nota 6)			
Corrente	(166)	(62)	35
Diferido	88	30	79
	(78)	(32)	114
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO	(719)	366	(22)

OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO)

ABRANGENTE:

Ganhos não realizados em títulos e valores mobiliários disponíveis para a venda (Nota 13)	9	20	5
Ajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (Nota 19)	293	8	(255)
Imposto de renda e contribuição social sobre os itens acima	(99)	(9)	82
	-----	-----	-----
	-	-	-
	203	19	(168)
	-----	-----	-----
	-	-	-
LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE	(516)	385	(190)
	=====	=====	=====
	=		
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) (Nota 21)	158.931.715	158.931.715	158.931.715
	=====	=====	=====
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações ordinárias e preferenciais - em reais	(4,52)	2,30	(0,14)
	=====	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001, 2000 E 1999**

(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
CAPITAL SOCIAL:			
Ações preferenciais – 89.436.237 mil autorizadas, emitidas e em circulação	786	786	786
Ações ordinárias – 69.495.478 mil autorizadas, emitidas e em circulação	610	610	610
	-----	-----	-----
	1.396	1.396	1.396
	-----	-----	-----
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	3.170	3.170	3.170
	-----	-----	-----
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -			
Saldo no início do exercício	41	41	40
Transferência de lucros acumulados não apropriados	4	-	1
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	45	41	41
	-----	-----	-----
Reserva de contas de resultado a compensar -			
Saldo	2.680	2.680	2.680
	-----	-----	-----
Reserva de lucros a realizar -			
Saldo no início do exercício	484	538	598
Transferência para lucros acumulados não apropriados	(170)	(54)	(60)
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	314	484	538
	-----	-----	-----
Reserva legal -			
Saldo	94	94	94
	-----	-----	-----
	3.133	3.299	3.353
	-----	-----	-----
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo no início do exercício	735	502	820
Lucro (prejuízo) líquido	(719)	366	(22)
Transferência de lucros acumulados apropriados	166	54	59
Dividendos -			
2001 – R\$0,65 por mil ações	(103)	-	-
2000 – R\$1,18 por mil ações	-	(187)	-
1999 – R\$2,23 por mil ações	-	-	(355)
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	79	735	502
	-----	-----	-----
PREJUÍZO ABRANGENTE ACUMULADO:			
Saldo no início do exercício	(438)	(457)	(289)
Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente	203	19	(168)
	-----	-----	-----

Saldo no final do exercício	(235)	(438)	(457)
Patrimônio líquido no final do exercício	<u>7.543</u>	<u>8.162</u>	<u>7.964</u>

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001, 2000 E 1999

(Expressos em milhões de reais)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro (prejuízo) líquido	(719)	366	(22)
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais -			
Depreciação e amortização	641	583	555
Ativos regulatórios diferidos	(290)	-	-
Perda (ganho) com variação monetária e cambial	(145)	(82)	182
Perda na alienação de ativo imobilizado	103	79	18
Benefícios pós-emprego	116	77	45
Provisões para contingências e devedores duvidosos	32	(8)	143
Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos	150	-	-
Provisão para perda no contas a receber do Governo do Estado	754	-	-
Impostos sobre a renda diferidos	(88)	(30)	(79)
Provisão para Reserva Global de Reversão – RGR – Longo Prazo	34	-	-
Outros	6	11	(3)
Redução (aumento) de ativos operacionais -			
Contas a receber	170	(214)	(102)
Impostos a recuperar	100	87	(62)
Contas a receber do Governo do Estado	-	17	24
Ativos regulatórios diferidos	(328)	-	-
Outros	(48)	(21)	(32)
Aumento (diminuição) em passivos operacionais -			
Fornecedores	36	15	41
Salários e encargos sociais	17	(4)	11
Tributos a recolher	190	4	(14)
Encargos regulatórios a recolher	(38)	21	21
Provisão para contingências	-	-	(188)
Venda antecipada de energia elétrica	(62)	(76)	171
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	147	39	22
Recebíveis do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos de adaptação ao racionamento, líquidos de sobretaxa cobrada de consumidores	(97)	-	-
Outros	39	(33)	46
Caixa líquido gerado das atividades operacionais	720	831	777

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito	(468)	-	-
Resgate de depósitos temporários	-	-	13
Aquisição de novos investimentos	(223)	(50)	(33)
Aquisição de imobilizado	(323)	(406)	(427)
Caixa utilizado em atividades de investimento	(1.014)	(456)	(447)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:			
Financiamentos a longo prazo obtidos	1.150	320	319
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(702)	(349)	(350)
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	8
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(172)	(196)	(278)
Caixa gerado (utilizado) em atividades financeiras	276	(225)	(301)
(DIMINUIÇÃO) ACRÉSCIMO LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	(18)	150	29
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	236	86	57
Fim do exercício	218	236	86
	(18)	150	29
INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA:			
Tributos pagos (imposto de renda e contribuição social)	38	53	-
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	202	122	118

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS 31 DE DEZEMBRO DE 2001, 2000 E 1999

(Valores expressos em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

(a) A Companhia

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (“CEMIG” ou a “Companhia”) é uma sociedade de economia mista, organizada de acordo com as leis da República Federativa do Brasil (“Brasil”) e controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais (“Governo do Estado”). As principais atividades da Companhia são a construção e operação de sistemas utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A Companhia também executa outras atividades relacionadas à energia elétrica.

Como concessionária do serviço público de energia elétrica, a Companhia está sujeita às normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agência do governo federal brasileiro (“Governo Federal”).

A CEMIG possui concessão para distribuição de energia elétrica numa área de 562.762 km² (aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais), atendendo aproximadamente 5.412 mil consumidores em 31 de dezembro de 2001 (5.141 mil em 31 de dezembro de 2000). A Companhia possui 44 usinas, sendo 40 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de geração agregada de 5.675 MW no final de 2001 (5.632 MW no final de 2000). As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia têm vencimento previsto para o período de 2004 a 2035, sendo passíveis de renovação sobre certas circunstâncias.

As subsidiárias consolidadas da CEMIG em 31 de dezembro de 2001 são as seguintes:

- Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”) (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina hidrelétrica de Sá Carvalho, como concessionária do serviço público de energia elétrica;
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (“Ipatinga”) (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização, em regime de produção independente de energia elétrica, através da usina térmica de Ipatinga, localizada nas instalações da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS, uma empresa siderúrgica de grande porte;
- Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (participação de 95,12%) – seus principais objetivos sociais são a operação, produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural ou de produtos relacionados. Em 1993 a GASMIG obteve a concessão por 30 anos, para desenvolver estas atividades, outorgada pelo Governo do Estado de Minas Gerais.

A CEMIG possuía, em 31 de dezembro de 2001, uma participação de 49,44% no capital da Empresa de Infovias S.A. (“Infovias”). Os principais objetivos sociais da Infovias são a prestação de serviço especializado na área de telecomunicações e desenvolvimento de atividades relacionadas através de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e outros itens. A Infovias iniciou suas operações comerciais em 2001. Também em 2001, a Infovias adquiriu uma participação de 51,00% no capital social da Way

TV Belo Horizonte S.A., uma provedora de televisão a cabo e de internet em determinadas cidades do Estado de Minas Gerais. Em 2002, a Companhia aumentou para 99,92% sua participação na Infovias (Veja Nota 11).

Adicionalmente, a Companhia detêm participação de 100,00% nas empresas relacionadas abaixo, ainda em fase pré-operacional:

- Horizontes Energia S.A. – seus principais objetivos sociais serão a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina. Estas usinas foram transferidas na forma de integralização de capital para a Horizontes Energia S.A. durante o terceiro trimestre de 2002.
- Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco Energia S.A. e UTE Barreiro S.A. – seus objetivos sociais serão a produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente.
- Efficientia S.A. – seu objetivo social será a prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções energéticas, além de prestar serviços de operação e manutenção em instalações de suprimento de energia.

b) O setor elétrico no Brasil

O setor elétrico no Brasil é regulamentado pelo Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia, que possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL. A ANEEL é responsável por: (1) conceder e supervisionar concessões e estipular ajustes nas tarifas elétricas; (2) supervisionar e efetuar exames financeiros nas concessionárias; (3) emitir regulamentos para o setor elétrico, e; (4) planejar, coordenar e executar estudos sobre os recursos hídricos e conceder e supervisionar concessões referentes ao uso destes recursos hídricos. Os negócios da Companhia, referentes ao setor elétrico, estão sujeitos à regulamentação da ANEEL.

O fornecimento de energia no varejo realizado pela Companhia é efetuado de acordo com as cláusulas dos seus contratos de concessão de venda de energia de longo prazo. Pelos termos dos contratos de concessão, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma tarifa de serviços elétricos que consiste em dois componentes: uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”), e uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para certos períodos iniciais. Subseqüentemente aos períodos iniciais, em intervalos regulares, a ANEEL tem autoridade para rever os custos da Companhia para determinar o ajuste inflacionário (ou outro fator de ajuste semelhante), se houver, para a Parcela B (“ajuste escalar”), para o período subseqüente. Esta revisão pode resultar em Ajuste Escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica são providas de um ajuste tarifário anual, oriundo de ajustes em vários fatores, incluindo inflação. Em adição, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar ajustes tarifários oriundos de eventos significativos que interrompam 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 aumento tarifário, ela é requerida a provar o impacto financeiro destes eventos, e não há certeza de que estes reajustes serão concedidos.

Veja outras referências às mudanças na regulamentação nas Notas 2 e 4.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Na preparação das demonstrações financeiras segundo os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (“U.S. GAAP”) a Administração é requerida a efetuar estimativas e a adotar premissas para o registro de ativos, passivos e divulgações de ativos e obrigações contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes de receitas e despesas nas datas de divulgação. Os resultados reais podem variar dessas estimativas. Desta forma, as demonstrações financeiras da Companhia incluem várias estimativas tais como (i) a recuperação dos ativos regulatórios diferidos, (ii) provisões para devedores duvidosos, impostos diferidos ativos e contas a receber do Governo do Estado, (iii) vida útil dos bens do imobilizado, (iv) provisões para perdas com contingências, e (v) estimativas para obrigações com benefícios pós-emprego, e outras similares.

- (a) Base de apresentação - As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com o U.S. GAAP, que diferencia-se em certos aspectos das práticas contábeis adotadas no Brasil aplicados pela CEMIG em suas demonstrações financeiras societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e que também são preparadas e arquivadas de acordo com normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e ANEEL.
- (b) Correção monetária integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia hiper-inflacionária (a inflação acumulada excedia a 100% em um período de três anos consecutivos) e, para efeito de U.S. GAAP, a Companhia elaborou suas demonstrações financeiras sob o método de correção monetária integral para todos os anos findos até aquela data. A CEMIG adotou o IGP-DI (Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna) para refletir os efeitos da inflação nas suas demonstrações financeiras.

Sob o método de correção monetária integral, todos os ativos e passivos não monetários relevantes, as contas do patrimônio líquido e os componentes da demonstração do resultado, fluxo de caixa e mutações do patrimônio líquido são expressas em moeda de capacidade aquisitiva constante na data do mais recente balanço patrimonial.

A partir de 1º de janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia hiper-inflacionária segundo as normas do U.S. GAAP e, desta maneira, a Companhia deixou de corrigir monetariamente suas demonstrações financeiras em moeda (Reais) constante para reconhecer os efeitos inflacionários a partir daquela data. Os saldos corrigidos de ativos e passivos não monetários de 31 de dezembro de 1997 representam os valores desses ativos e passivos a partir daquela data.

Os valores apresentados em moeda de capacidade aquisitiva constante inclusos nas demonstrações financeiras não têm o propósito de representar valores de avaliação, custo de reposição ou qualquer outra forma de avaliação do montante corrente dos ativos ou determinação de preço para transações atuais.

O Patrimônio Líquido apresentado nessas demonstrações difere daquele apresentado nas demonstrações financeiras societárias da Companhia, elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações em função de: (i) a partir de 1º de janeiro de 1996, a correção monetária das demonstrações financeiras preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações foi extinta, porém, para fins de U.S.GAAP, essa correção foi feita até 31 de dezembro de 1997; (ii) diferenças entre o IGP-DI e os índices oficiais de correção monetária para fins de elaboração das demonstrações financeiras societárias e; (iii) ajustes para adequação aos requerimentos dos U.S.GAAP. Os impostos sobre a renda corrente e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações financeiras societárias.

- (c) Bases para Consolidação - As demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos da CEMIG e suas subsidiárias: Sá Carvalho, Ipatinga e GASMIG. As outras Companhias nas quais a CEMIG mantém o controle do capital em 31 de dezembro de 2001 não foram consolidadas por estarem em fase pré-operacional e não terem saldos e transações relevantes naquela data. Na consolidação, o investimento da Companhia no patrimônio líquido das subsidiárias e todos os saldos e transações relevantes entre as empresas foram eliminados. A Infovias, subsidiária onde o controle era exercido em conjunto com outros acionistas até maio

de 2002, não foi consolidada, sendo contabilizada através do método de equivalência patrimonial para fins dessas demonstrações financeiras. A parcela relativa à participação dos minoritários no patrimônio líquido positivo de subsidiárias é apresentada de forma destacada no passivo.

- (d) Moeda Estrangeira - A CEMIG não tem operações internacionais. Ativos e passivos denominados em moeda estrangeira são relacionados a financiamentos e são convertidos em reais às taxas oficiais de conversão fornecidas pelo Banco Central do Brasil, em cada data do balanço. 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-restritas, depósitos em bancos e aplicações financeiras de curto prazo com prazo de resgate não superior a três meses.
- (f) Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito – Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito consistem de aplicações com prazo de resgate não superior a três meses, e que estão vinculadas ao programa de investimentos da Companhia.
- (g) Contas a receber - Incluem valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos consumidores na data do balanço. Encargos decorrentes de atrasos de consumidores são contabilizados pelo regime de caixa. A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir as perdas previsíveis na data do balanço.
- (h) Investimentos – Os investimentos da Companhia na Infovias são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Os outros investimentos, incluindo os consórcios, são registrados pelo custo de aquisição ou construção. Juros e outros encargos financeiros de financiamentos obtidos para construção, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao *Statement of Financial Accounting Standards* (Pronunciamento sobre princípios de Contabilidade) – (“SFAS”) 34 - “*Capitalization of Interest Cost*” (Capitalização de encargos financeiros). A depreciação dos consórcios é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Os gastos dos consórcios com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos.
- (i) Imobilizado - São registrados ao custo de aquisição ou construção, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 1997. Os juros e outros encargos financeiros de empréstimos e financiamentos com terceiros, excluindo perdas com variação cambial incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao SFAS 34. A depreciação é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Os gastos com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos. Materiais a serem utilizados na construção são incluídos nos ativos de geração, transmissão e distribuição. O resultado líquido da baixa de ativos do imobilizado é contabilizado como parte do resultado operacional.
- (j) Provisão para perda em ativos de longo prazo - A CEMIG segue o SFAS 121 - “*Accounting for the Impairment of Long-lived Assets and Long-lived Assets to be Disposed of*” (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 procede aos 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 justos estimados através da análise do fluxo de caixa descontado.
- (k) Contas a receber do Governo do Estado – Em 31 de dezembro de 2000, o saldo a receber era remunerado por juros significativamente inferiores aos que a Companhia poderia obter no mercado financeiro. O “APB 21 “*Interest on Receivables and Payables*” (Juros sobre valores a receber e a pagar) não exige normalmente, mas também não proíbe, a contabilização dos efeitos decorrentes do desconto a valor presente dos valores a receber do Governo. Neste caso, a Companhia considerou este valor como um recebível comercial e em

função do extenso prazo de recebimento descontou este ativo a valor presente. Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia registrou uma provisão para perda referente a este contas a receber (Ver Nota 3). A Companhia irá registrar qualquer pagamento recebido do Governo do Estado como uma receita corrente.

- (l) Receitas, custos e despesas - As receitas, custos e despesas são contabilizadas pelo regime de competência, por exemplo, quando os produtos e serviços são fornecidos, independente de quando o recebimento ou pagamento ocorre.

As receitas de venda na geração de energia são registradas com base na energia entregue, nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando dos fornecimentos. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final do mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final de cada mês. As diferenças entre os valores estimados e realizados, as quais não tem sido relevantes, são contabilizadas no mês seguinte.

A venda antecipada de energia elétrica corresponde à venda de energia com tarifas pré-determinadas contratualmente. A receita é contabilizada quando do fornecimento de energia, reduzindo em contrapartida o saldo de venda antecipada de energia elétrica.

O fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado é contabilizado quando do fornecimento e faturado mensalmente.

A receita recebida pela Companhia de outros concessionários que usem sua rede básica de transmissão é contabilizada no mês em que as redes são utilizadas por outras concessionárias.

A receita de venda de gás natural pela GASMIG é contabilizada quando do fornecimento.

A receita de serviços inclui as taxas de religação e outros serviços relacionados, sendo contabilizados quando da sua prestação.

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, (ii) COFINS, e (iii) PIS-PASEP. É prática contábil da Companhia deduzir estas taxas da receita operacional.

- (m) Impostos sobre a renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com SFAS 109 - *“Accounting for Income Taxes”* (Contabilização de impostos sobre a renda), o qual estabelece o reconhecimento de ativo e obrigações diferidas para as futuras consequências fiscais advindas das diferenças entre os montantes dos ativos e obrigações contabilizados nas demonstrações financeiras e suas respectivas bases fiscais.

A CEMIG contabiliza o crédito tributário decorrente do prejuízo fiscal operacional, líquido da respectiva provisão para perdas, quando necessário, sobre as parcelas consideradas pela Administração como prováveis de não serem realizáveis em exercícios futuros.

- (n) Contingências - A Companhia contabiliza provisão para contingências de acordo com o SFAS 5, *“Accounting for Contingencies”* (Contabilização de contingências), e as avaliações com relação ao desfecho provável das causas são realizadas com assistência dos assessores legais da Companhia.
- (o) Planos de benefícios para empregados - A Companhia é patrocinadora de um plano de benefício definido de aposentadoria e pensão e de um plano de contribuição definida de aposentadoria e pensão abrangendo substancialmente todos os seus empregados. Com relação a estes planos, o SFAS 87 *“Employers’ Accounting for Pensions”* (Registro de pensões por empregadores) tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. A CEMIG também estabeleceu planos de saúde e paga prêmios de seguro de vida para aposentados. A contabilização destes benefícios é efetuada de acordo com SFAS 106 *“Employers’ Accounting for Post-*

retirement Benefits other than Pensions” (Registro de outros benefícios pós-emprego além de planos de pensão por empregadores). A legislação brasileira estabelece que os empregados têm direito a um mínimo de um mês de férias para cada ano de serviço completado. A CEMIG provisiona inteiramente este passivo baseado no direito adquirido pelos empregados no final de cada período, adicionado dos valores relativos aos respectivos encargos sociais.

Além disso, a CEMIG contribui para o plano de aposentadoria do Governo Federal, com base na folha de pagamento, sendo as contribuições contabilizadas a medida que tais despesas com folha de pagamento são incorridas. Outros gastos podem decorrer do pagamento de indenização por demissão de funcionários sem justa causa.

- (p) Custos de preservação e recuperação ambiental - A CEMIG, de acordo 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 nesta data.
- (q) Lucro (prejuízo) abrangente - A CEMIG contabiliza o lucro (prejuízo) abrangente de acordo com SFAS 130 *“Reporting Comprehensive Income”* (Divulgação de lucros abrangentes) e optou por apresentá-los na demonstração do resultado. O lucro (prejuízo) abrangente contempla os resultados das operações, ganhos e perdas não realizados sobre valores classificados como títulos e valores mobiliários disponíveis para venda, de acordo com SFAS 115 *“Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities”* (Contabilização para certos investimentos em títulos e valores mobiliários) e obrigações mínimas com benefícios pós-emprego de acordo com o SFAS 87. Não ocorreram ajustes para realização dos ganhos nos exercícios apresentados.
- (r) 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 SFAS 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 agora desenhada para prover 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, 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 eliminado quando a Companhia recebe estes custos através do faturamento aos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão tarifária em bases anuais. Se a ANEEL excluir a totalidade ou parte dos custos da revisão, 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 no montante de R\$1.504 em 31 de dezembro de 2001, já que espera repassá-los para seus consumidores de acordo com e em atendimento às medidas regulatórias. Os ativos regulatórios incluem R\$398 e R\$412, em 31 de dezembro de 2001, referentes respectivamente às perdas de receita durante o racionamento e custos adicionais referentes à Parcela A incorridos em 2001. Adicionalmente, a Companhia registrou ativos regulatórios diferidos referentes ao custo de energia comercializada no mercado livre (energia não comercializada nos termos dos contratos durante o período do racionamento) em montante de R\$844, que serão recuperados dos consumidores através de uma recomposição tarifária extraordinária autorizada pela ANEEL. A Companhia também registrou uma provisão para perdas nos ativos regulatórios diferidos, no montante de R\$150, com base nas suas projeções de recuperabilidade dos ativos para o período de 82 meses autorizado pela ANEEL.

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 hidrológicos. O racionamento resultou em perdas para a Companhia e outras concessionárias de distribuição no Brasil. Em dezembro de 2001, após o fim do período do racionamento, as

concessionárias de energia, incluindo a Companhia, efetuaram com o Governo Federal um Acordo Geral do Setor Elétrico (o “Acordo”), que apresentou soluções para os assuntos relacionados com o racionamento, bem como para outros assuntos relacionados à tarifa de energia. O Acordo estabeleceu um reajuste tarifário para reembolsar as perdas de receita em função do programa de racionamento em 2001. As tarifas majoradas pelo Acordo permanecerão em vigor por um período médio de 72 meses a partir de janeiro de 2002. O ativo de R\$398 reconhecido pela Companhia representa o montante cuja recuperação é esperada para ocorrer nos próximos 24 meses, iniciando-se em 1º de janeiro de 2002, de acordo com o “*Emerging Issues Task Force*” (Força Tarefa para Assuntos Emergentes)(“EITF”) 92-7, “*Accounting by Rate-Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs*” (Contabilização dos efeitos de certos programas alternativos de receita para companhias com tarifas reguladas). Os saldos de ativos regulatórios diferidos são periodicamente comparados com as projeções da Companhia para recuperação dos valores, as quais são revistas pela Administração dependendo de eventos de mercado, mudanças de regulamentação e circunstâncias relacionadas. A respectiva provisão para perdas é ajustada em conformidade as projeções.

O Acordo 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 garantiu reajustes tarifários para recuperar uma parte dos custos anteriormente diferidos como custos da Parcela A. O Acordo definiu um mecanismo de compensação contábil, previamente criado em outubro de 2001, através da Portaria Interministerial 296, para registrar a variação dos custos da Parcela A com objetivo de calcular os ajustes tarifários. Os custos da Parcela A incorridos anteriormente à 1º de janeiro de 2001 não serão recuperáveis através de conta 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 de setembro de 2000 a dezembro de 2001, que não foram ainda reembolsados. Ver Nota 4.

- (s) Lucro por ação - Considerando-se que cada classe de ações participa igualmente nos lucros, o lucro por ação é obtido dividindo-se o lucro líquido pelo número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício. De acordo com a prática comum no Brasil, a CEMIG demonstra seu lucro por milhares de ações, uma vez que este é o número mínimo para negociação na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA). A Companhia não apresenta potencial de diluição das ações ordinárias e preferenciais.
- (t) Informações por segmento – A Companhia opera em vários segmentos, porém possui apenas um segmento que atende aos critérios descritos no SFAS 131, “*Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information*” (Divulgações sobre segmentos de uma empresa e informações relacionadas), uma vez que suas receitas operacionais decorrem substancialmente do fornecimento de energia elétrica para consumidores finais no Estado de Minas Gerais.
- (u) Derivativos e atividades de hedge – A Companhia adotou o SFAS 133 “*Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities*” (Contabilização para instrumentos derivativos e atividades de hedge) e complementos, a partir de janeiro de 2001. O impacto da adoção do SFAS 133 não provocou alteração relevante na posição financeira consolidada da Companhia e no resultado das suas operações.
- (v) Reclassificações – Determinados saldos contábeis de anos anteriores foram reclassificados de forma a se ajustarem à apresentação adotada no exercício atual.

3. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS DE GERAIS

Até março de 1993, o processo de determinação das tarifas de energia no Brasil era realizado com base em dois princípios, a saber: (i) garantia às concessionárias de energia de uma taxa anual de retorno real sobre os ativos vinculados à concessão incluídos na base tarifária; e (ii) as tarifas cobradas de cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todo o Brasil, desconsiderando o alto custo de distribuição de eletricidade nas regiões remotas do país.

Nesta estrutura tarifária, a taxa de retorno real garantida era definida pela ANEEL num nível entre 10% e 12%, dependendo das circunstâncias específicas de cada concessionária. Com o objetivo de compensar as concessionárias com taxas de retorno reais inferiores à média nacional do setor, o Governo Federal criou a Reserva Nacional para Compensação da Remuneração - RENCOR, através da qual os resultados de companhias mais lucrativas eram distribuídos às companhias menos lucrativas, para que as taxas de retorno efetivas de todas as concessionárias fossem iguais à média nacional do setor.

Na maioria das companhias concessionárias, a insuficiência existente entre o retorno garantido e o retorno efetivamente realizado foi compensado com um aumento das contas de resultado a compensar (CRC) de cada companhia, equivalente a referida insuficiência. Até 1992, essa transação era contabilizada em conta de controle extra-patrimonial e não como um ativo no balanço patrimonial.

Com a promulgação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, a Companhia contabilizou como valor a receber do Governo Federal o saldo conta de resultado a compensar (CRC), aprovado pela ANEEL. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades pertencentes ao Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de maio de 1995, a obrigação de pagar o valor remanescente do Contas a receber, no montante de R\$867, foi transferido do Governo Federal para o Governo do Estado através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizada monetariamente com base na variação da UFIR (Unidade Fiscal de Referência), acrescida de juros de 6% ao ano.

Desde 2 de maio de 1995, o contrato assinado tem sido aditado como segue:

a) Primeiro Aditivo, assinado em 24 de janeiro de 2001:

Em outubro de 2000, a UFIR foi extinta pelo Governo Federal. Como resultado, a CEMIG negociou e assinou um aditivo de contrato com o Governo do Estado para substituir o indexador de UFIR para IGP-DI (Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna) a partir de 1º de novembro de 2000.

b) Segundo Aditivo, assinado em 14 de outubro de 2002:

O Segundo Aditivo refere-se às 149 parcelas mensais com vencimento de 1º de janeiro de 2003 a 1º de maio de 2015, no valor total de R\$754, ajustadas ao valor presente em 31 de dezembro de 2001. Estas parcelas são acrescidas de juros de 6% ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI.

O Segundo Aditivo foi assinado com base na Lei 14.384, de 11 de outubro de 2002, promulgada pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais. O Conselho de Administração da Companhia ratificou este Aditivo em 23 de outubro de 2002.

b.1) Ausência de pagamentos em 2003:

O Governo do Estado não pagou as três primeiras parcelas referentes ao Segundo Aditivo, com vencimentos de 1º de janeiro a 1º de março de 2003, totalizando R\$40. Atualmente, a Administração está negociando o recebimento dos valores em atraso com o Governo do Estado.

b.2) Provisão para perdas:

Como não foram incluídas garantias no Segundo Aditivo que assegurem a realização dos recebíveis da CRC, a CEMIG registrou uma provisão para perda para este ativo no montante de R\$754, em 31 de dezembro de 2001. Em 21 de janeiro de 2003, o Conselho de Administração ratificou esta provisão.

Esta provisão para perda foi registrada separadamente na demonstração do resultado, devido ao sua significância e natureza específica. Para efeito de impostos sobre a renda, a provisão constituída é considerada uma diferença permanente, tendo em vista que envolve uma perda indedutível com parte relacionada, e desta forma, não gerou impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos.

A CEMIG continua em negociações para recebimento do saldo em atraso referente ao Segundo Aditivo, incluindo a possibilidade de transferência da obrigação do pagamento da CRC de volta ao Governo Federal.

Em 29 de janeiro de 2003, o Conselho de Administração da Companhia autorizou à Administração iniciar procedimentos judiciais contra o Governo do Estado a fim de receber as parcelas em atraso.

c) Terceiro Aditivo, assinado em 24 de Outubro de 2002:

O Terceiro Aditivo cobre as parcelas em atraso do contrato original, com vencimento de 1º de abril de 1999 a 1º de dezembro de 1999 e de 1º de março de 2000 a 1º de dezembro de 2002. Conforme estipulado no terceiro aditivo, estas prestações não pagas, que totalizam R\$451 em 31 de dezembro de 2001, estão sujeitas a juros anuais de 12,00% e atualização monetária pela variação do IGP-DI. O Terceiro Aditivo estabelece o pagamento deste montante em 149 parcelas mensais, de janeiro de 2003 a maio de 2015. O Terceiro Aditivo permite que a CEMIG retenha os dividendos anuais e juros sobre o capital próprio a serem pagos ao Governo do Estado, enquanto acionista da Companhia, e faça a compensação dos montantes não pagos pelo Governo Estadual.

O Terceiro Aditivo foi assinado com base na Lei 14.384, promulgada pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais em 11 de outubro de 2002. O Conselho de Administração da Companhia ratificou o Terceiro Aditivo em 23 de outubro de 2002.

c.1) Ausência de pagamentos em 2003:

O Governo do Estado não pagou as três primeiras parcelas referentes ao Terceiro Aditivo, com vencimentos de 1º de janeiro a 1º de março de 2003, totalizando R\$30. A Administração está negociando o recebimento destes valores em atraso com o Governo do Estado.

As projeções de resultado futuro da Companhia indicam que a compensação dos dividendos e dos juros sobre capital próprio atribuíveis ao Governo do Estado serão suficientes no longo prazo para assegurar a recuperação integral dos créditos correspondentes ao Terceiro Aditivo, no caso do Governo do Estado continuar inadimplente. Os eventos futuros que possam impactar o fluxo de dividendos previstos pela CEMIG serão monitorados pela Administração, no sentido de concluir sobre a necessidade de constituição de provisão para perda relacionada ao Terceiro Aditivo.

4. ATIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

O programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica (“Plano de racionamento de energia”) foi criado através da Portaria Interministerial 2148, de 22 de maio de 2001, para reduzir o consumo e evitar a interrupção não planejada no suprimento de energia. A redução média no consumo mensal de energia elétrica durante o período do racionamento foi estimada em 20% do consumo dos meses de maio, junho e julho de 2000. O racionamento de energia vigorou de 1º de junho de 2001 à 28 de fevereiro de 2002, quando o Governo Federal divulgou que o nível dos reservatórios a serviço das usinas hidrelétricas brasileiras havia voltado ao normal.

Em consequência do Plano de racionamento de energia, as companhias de geração e de distribuição no Brasil, incluindo a CEMIG, tiveram uma redução em suas margens de lucro, uma vez que suas estruturas físicas e de pessoal não puderam ser reduzidas em sintonia com as quotas de redução de consumo impostas. Portanto, continuaram incorrendo em custos fixos sem a obtenção de receita correspondente.

Em dezembro de 2001, o Governo Federal e as companhias de energia elétrica no Brasil afetadas pelo Plano de racionamento de energia celebraram o Acordo mencionado na Nota 2 para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e recuperar as receitas relativas ao período de vigência do Plano de racionamento de energia.

O Acordo endereçou as perdas de margem incorridas pelas companhias distribuidoras e geradoras durante o período em que o Plano de racionamento de energia esteve em vigor, custos adicionais da Parcela A para o período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001 e custos da energia comprada no Mercado Atacadista de Energia (“MAE”) até dezembro de 2002. Estes itens serão recuperados através de uma recomposição tarifária extraordinária como segue:

- I. um reajuste de 2,90% para os consumidores das classes rural e residencial (excluindo os consumidores de baixa renda), iluminação pública e consumidores industriais de alta tensão em que o custo de energia elétrica represente 18,00% ou mais do custo médio de produção e que atendam a determinados requisitos, relacionados com o fator de carga e demanda de energia especificados pela Resolução ANEEL 130 de 30 de abril de 2002.**
- II. reajuste de 7,90% para os demais consumidores.**

Conforme a Resolução ANEEL 484, de 29 de agosto de 2002, a recomposição tarifária extraordinária da CEMIG terá uma duração máxima de 82 meses, a partir de janeiro de 2002, e atualização equivalente à variação da SELIC. A Companhia registrou uma provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos de R\$150, considerando as suas projeções de recuperação nos 82 meses permitidos pela ANEEL à Companhia. Os ativos regulatórios diferidos são periodicamente comparados com as projeções da Companhia referente a recuperação destes valores. Estas projeções são constantemente revistas pela Administração, em conformidade as alterações de mercado, regulamentação e outros eventos similares. O saldo da provisão é ajustado em conformidade às projeções.

Como resultado do mencionado anteriormente, em 31 de dezembro de 2001, a Companhia reconheceu os seguintes ativos regulatórios diferidos:

Perdas de receita (com expectativa de recuperação em 24 meses) ocorridas durante o período do racionamento	398
Custos adicionais da Parcela A:	
- Período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001	273
- Período de 26 de outubro de 2001 a 31 de dezembro de 2001	139
Contabilização das transações com energia no MAE	844

	1.654
(-) Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos registrada com base no período de 82 meses	(150)
	=====
	1,504
Circulante	259
Outros ativos	1.245

O ICMS incidente sobre a recomposição tarifária extraordinária, estimado em R\$301, somente é devido por ocasião da emissão da respectiva fatura de energia elétrica do consumidor. Desta forma, nenhuma provisão relacionada a este imposto foi constituída. A Companhia repassa todo o ICMS arrecadado dos consumidores para o Governo do Estado.

(a) Recomposição das perdas de receita ocorridas durante o Plano de racionamento de energia

O total das perdas de receita da CEMIG durante o Plano de racionamento de energia foi de R\$876. As perdas de receita de junho a dezembro de 2001 e de janeiro a fevereiro de 2002 foram de R\$724 e R\$152, respectivamente. O total de perdas de receita com racionamento foi aprovado pela ANEEL, através das Resoluções 480 e 481 de 29 de agosto de 2002.

Apesar do total das perdas de receita da CEMIG em 2001 ter sido de R\$724, a CEMIG registrou um ativo regulatório, com base nos U.S. GAAP, no montante de R\$398 em 31 de dezembro de 2001, em conformidade com o EITF 92-7, "*Accounting by Rate-Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs*" (Contabilização dos efeitos de certos programas alternativos de receita para companhias com tarifas reguladas), que estabelece um limite de 24 meses para recebimento do ativo. Essas perdas de receita foram registradas no Balanço Patrimonial 31 de dezembro de 2001 como ativo regulatório diferido no Ativo Circulante e Outros Ativos, com contrapartida nas receitas operacionais líquidas da Demonstração do Resultado de 2001, como recomposição tarifária regulatória extraordinária.

Os ativos regulatórios diferidos no montante de R\$218 foram registrados como ativo circulante em função da expectativa de recebimento dos valores dos consumidores dentro de um período de 12 meses.

Os montantes provisionados em 2001, os quais serão reembolsados através da recomposição tarifária extraordinária, serão monetariamente atualizados pela SELIC de 1º de janeiro de 2002 até o recebimento. Os montantes referentes ao ano de 2002 serão atualizados monetariamente a partir de 1º de março de 2002 pelos mesmos critérios.

(b) Recomposição de custos adicionais da Parcela A

Através da Resolução ANEEL 90, de 18 de fevereiro de 2002, foram estabelecidos os procedimentos para apuração das variações nos valores de certos custos da Parcela A, no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001.

O saldo apurado é definido como sendo a diferença entre os desembolsos efetivamente ocorridos no período e os valores 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 compensação.

Os custos da Parcela A a serem reembolsados foram registrados como ativos regulatórios diferidos em Outros ativos, em contrapartida da Demonstração do Resultado, como redução dos respectivos custos e despesas operacionais, conforme segue:

Itens da Parcela A a serem reembolsados referentes ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001			
Itens da Parcela A	Montante a ser reembolsado	Variação monetária (com base na aplicação da SELIC)	Total
Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional	143	14	157
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	3	-	3
Quota para a conta de consumo de combustíveis	65	7	72
Tarifa de uso da rede básica de transmissão	16	2	18
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	7	1	8
Energia comprada através de contratos iniciais	5	1	6
Reserva global de reversão	6	1	7
Taxa de fiscalização da ANEEL	1	-	1
Encargos de conexão	1	-	1
	----	----	----
	247	26	273
	====	====	====
Outros Ativos	247	26	273

Os custos da Parcela A relacionados para o período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001 foram aprovados pela ANEEL através da Resolução 482 de 29 de agosto de 2002.

Os procedimentos para reembolso dos custos da Parcela A referentes ao período entre 26 de outubro de 2001 e 31 de dezembro de 2001 e comentários referentes a aplicação das regras e respectivos procedimentos contábeis estão descritos abaixo.

Em 25 de outubro de 2001, o Governo Federal, através da Portaria Interministerial 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 de 8 de abril de 2001.

Os custos não controláveis da Parcela A a serem incluídos no cálculo do reajuste tarifário incluem:

1. Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional;
2. Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional;
3. Quota para Conta de Consumo de Combustível;
4. Tarifa de uso da rede básica de transmissão;
5. Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, e
6. Encargos de serviços do sistema.

Os montantes devidos para o período de 26 de outubro de 2001 a 31 de dezembro de 2001 são registrados como ativos regulatórios diferidos no Ativo Circulante e Outros Ativos em contrapartida ao resultado do exercício de 2001 como uma redução nos respectivos custos e despesas operacionais, como segue:

	31 de dezembro de 2001
Encargos de serviços do sistema	84
Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional	35
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	1
Quota para a conta de consumo de combustível	11
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	8

	139
	====
Circulante	41
Outros ativos	98

A Companhia registrou os encargos de serviço do sistema referentes ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2001, que possuem expectativa de pagamento para 2003, em conformidade às informações disponibilizadas pelo MAE.

(c) Contabilização das transações com energia no MAE e outros

- o (c.1) Contabilização das transações com energia no MAE e outros
- o Durante o período de vigência do Plano de racionamento de energia no Brasil, as companhias de energia elétrica, incluindo a CEMIG, efetuaram compras substanciais de energia no mercado atacadista, através do MAE, de forma a suprir os seus consumidores. Durante esse período, os preços da energia no mercado atacadista eram significativamente superiores aos preços estabelecidos nos contratos iniciais de compra de energia.

Os custos relacionados à energia livre vendida no MAE estão sendo rateados entre os consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional através de recomposição tarifária extraordinária, desde janeiro de 2002. O montante a ser repassado aos consumidores, através da recomposição tarifária extraordinária, é calculado com base no montante de energia livre adquirida no período de 1º de maio de 2001 até o término do racionamento, sendo valorizado pela diferença positiva entre o preço de aquisição no MAE e o valor de R\$49,26/MWh

(correspondente à média dos contratos iniciais no período). Os geradores não serão reembolsados pelo custo da energia livre comprada no MAE até R\$49,26/MWh.

A CEMIG contabilizou as transações a seguir com base nas estimativas fornecidas pelo MAE em 2002, referente às transações no MAE em 2001:

- Repasse aos geradores pela energia comprada no MAE, no período de 1º de junho a 31 de dezembro de 2001, com base na diferença entre o preço MAE e o valor de R\$49,26/MWh, no montante de R\$364. Este montante foi registrado como Energia comprada para revenda na Demonstração do Resultado em contrapartida ao Exigível a Longo Prazo. Contudo, o montante a ser reembolsado pela CEMIG através da recomposição tarifária extraordinária é R\$392 (devido a inclusão dos impostos incidentes sobre a receita e outros encargos). Este montante foi contabilizado em Outros ativos em contrapartida a Recomposição tarifária regulatória extraordinária no Resultado do Exercício. O custo da energia comprada no MAE e outras transações no MAE em 2001, correspondendo a R\$588, foi contabilizado como despesa com Energia comprada para revenda no Resultado do Exercício de 2001 em contrapartida a um crédito no Passivo Circulante – Fornecedores.
- Parcela de receita reembolsável à CEMIG entre 1 de junho de 2001 e 31 de dezembro de 2001 referente as transações no MAE (não sujeita a incidência de ICMS) no montante de R\$452. Esse montante foi registrado como um ativo regulatório diferido com contrapartida a crédito de Fornecimento de energia para o sistema interligado no Resultado do Exercício de 2001.
- Despesas adicionais com compra de energia de Furnas no montante de R\$12.
- Esses montantes estão sujeitos a mudanças decorrentes de revisão das informações fornecidas pelo MAE aos concessionários, que se espera seja realizada por auditores independentes durante 2003, bem como em decorrência do resultado de ações judiciais em andamento.
- (c.2) Empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES para os concessionários de Energia Elétrica
- Em atendimento à solicitação da Câmara de Gestão da Crise (um grupo formado pelo Governo Federal para determinar as regras e regulamentações em vigor durante o Plano de racionamento de energia), o BNDES instituiu um programa em caráter emergencial, de apoio às concessionárias de distribuição, geração e produtores independentes de energia elétrica com controle acionário privado, através da concessão de financiamento no valor máximo de 90,00% do valor homologado pela ANEEL referente às perdas no período de vigência do Programa de racionamento de energia e energia comercializada no MAE. Os empréstimos foram estabelecidos para propiciar liquidez antes da recuperação dos valores através do aumento tarifário oficial, e para viabilizar a liquidação das transações no MAE durante o período em que o Plano de racionamento de energia esteve em vigor. Os empréstimos serão amortizados na extensão da recuperação dos valores através dos aumentos tarifários futuros.
- Como a CEMIG é uma sociedade de economia mista, tem restrições de acesso a empréstimos do BNDES. Entretanto, a CEMIG negociou uma autorização especial para este empréstimo com a Secretaria de Tesouro Nacional - STN. Esta transação forneceu à CEMIG os recursos necessários para liquidar parcialmente suas obrigações a pagar no MAE, conforme descrito abaixo.
- (c.3) Liquidação financeira das transações no MAE
- Em 18 de fevereiro de 2003, a CEMIG liquidou parte de suas obrigações a pagar relacionadas às transações no MAE referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2001, efetuando pagamentos no montante de R\$335 aos agentes do MAE.

- Os fundos necessários para esta liquidação foram obtidos através de um empréstimo acordado em 7 de fevereiro de 2003 entre a Companhia e o BNDES (Veja a Nota 33(h)).
- A CEMIG será requerida a liquidar a parcela adicional das obrigações no MAE após a finalização da revisão a ser realizada por auditores independentes nos dados disponibilizados pelo MAE aos concessionários. Conforme estabelecido no Acordo, o BNDES deverá conceder um empréstimo adicional para a liquidação restante.
- Esta revisão independente, assim como o resultado de determinados questionamentos judiciais de participantes do mercado (incluindo a CEMIG), a respeito da interpretação das regras de mercado em vigor, pode resultar no recálculo dos valores fornecidos pelo MAE. Este recálculo pode impactar os resultados das operações futuras e os fluxos de caixa da Companhia.

5. BÔNUS PAGOS, SOBRETAXAS E CUSTOS DE ADAPTAÇÃO AO RACIONAMENTO

O Governo Federal, através da Medida Provisória nº 2.152-2, de 1º de junho de 2001, determinou que os consumidores residenciais cujo consumo de energia tenha sido menor que as metas estipuladas durante o Plano de racionamento de energia estariam habilitados para o recebimento de bônus, limitados ao montante de sua conta de energia elétrica e que todos os consumidores cujo consumo excedesse a meta estipulada estariam sujeitos a sobretaxas, calculadas com base no consumo efetivo em excesso à meta, conforme estabelecido pela Câmara de Gestão da Crise.

O Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, reembolsará as concessionárias, incluindo a CEMIG, pelos custos associados ao pagamento de bônus a consumidores e outros custos operacionais relacionados que excederam a sobretaxa nas tarifas. Este reembolso estará sujeito à aprovação da ANEEL.

A ANEEL estabeleceu controles e contas contábeis específicas para o registro dos efeitos do Plano de racionamento de energia envolvendo bônus, sobretaxa e custos de operacionalização respectivos, sendo os efeitos demonstrados a seguir:

	De 1º de junho a 31 de dezembro de 2001
Outros ativos	
Recebíveis do Governo Federal referentes aos bônus pagos aos consumidores que tiveram consumo inferior a meta estabelecida	108
Recebíveis do Governo Federal referentes aos custos de adaptações excedentes aos 2,00% sobre a sobretaxa cobrada	15
	----- 123
Exigível a longo prazo	
Sobretaxa nas tarifas em contas de consumidores que excederam a meta de consumo estabelecida	(26)

Valor líquido dos bônus pagos aos consumidores e custos incorridos em excesso a sobretaxa nas tarifas	97
	====

- Em 2002, a Companhia registrou o reembolso dos bônus adicionais e os custos do Plano de racionamento de energia de R\$74 e R\$13, respectivamente.

- Em 2002, conforme aprovação da ANEEL, a CEMIG recebeu aproximadamente R\$128 em reembolso pelos bônus pagos aos consumidores.
- A parcela restante a ser recebida pela CEMIG, de aproximadamente R\$24, encontra-se em discussão junto à ANEEL. Este montante representa as sobretaxas que não foram faturadas ou cobradas dos consumidores em função de liminar judicial em vigor. A Administração não espera perdas na realização destes valores.
- Conforme Resolução ANEEL 600, de 31 de outubro de 2002, os custos operacionais, no montante de R\$32, referentes a adaptação ao Plano de racionamento de energia que excederam aos 2% da sobretaxa serão reembolsados após aprovação da ANEEL.

6. IMPOSTOS SOBRE A RENDA

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). As alíquotas conjuntas aplicáveis foram de 37% (25% para o imposto de renda e 12% para a contribuição social) em 1999 e 34% (contribuição social decresceu para 9%) em 2000 e 2001. A partir de 1º de maio de 1999 e até 31 de janeiro de 2000, a alíquota de contribuição social foi elevada de 8% para 12%, e foi reduzida para 9% de 1º de fevereiro de 2000 até 31 de dezembro de 2002, através de medida provisória do Governo Federal do Brasil. Para fins de U.S. GAAP, as taxas anuais aplicáveis são de 25% para o imposto de renda e 8% para contribuição social em 31 de dezembro de 2000 e 1999. Em 30 de dezembro de 2002, o Governo Federal editou a Lei nº 10.637 que determinou o aumento na alíquota de contribuição social de 8% para 9% a partir de 1º de janeiro de 2003.

(a) Conciliação de impostos sobre a renda

Os montantes apresentados como benefícios (despesas) de imposto de renda nas demonstrações financeiras são conciliados para as alíquotas nominais oficiais como segue:

	<i>Exercícios findos em 31 de dezembro</i>		
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda	(641)	398	(136)
Alíquota dos impostos incidentes sobre a renda para fins de U.S.GAAP	33%	33%	33%
	=====	=====	=====
Benefício (despesa)	211	(131)	45
Juros sobre capital próprio (dividendos fiscalmente dedutíveis)	34	62	62
Provisão para perdas no contas a receber do Governo do Estado – indedutível	(343)	-	-
Amortização das obrigações especiais	29	40	37
Contribuição social sobre depreciação	-	-	(14)
Juros capitalizados em conformidade à legislação societária brasileira	-	-	(8)
Diferença de alíquota	(2)	(2)	(4)
Outros	(7)	(1)	(4)
	-----	-----	-----
Benefício (despesa) apresentado na demonstração do resultado	(78)	(32)	114
	=====	=====	=====

A partir de 1º de janeiro de 1996, 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 societárias. 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 e contribuição social. 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 do juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas está sujeito a retenção de 15% a título de imposto de renda retido na fonte.

(b) Análise dos saldos de impostos sobre a renda diferidos

As alterações de alíquotas de impostos tornam-se efetivas no ano seguinte ao que foram aprovadas. Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2001 e 2000 foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 34% e 33%, respectivamente, que são as alíquotas esperadas para estar em vigência no momento de sua realização. Os principais componentes dos créditos tributários são:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Outros ativos		
Benefícios pós-emprego	74	595
Ajuste a valor presente do contas a receber do Governo do Estado	-	94
Prejuízos fiscais	192	-
Diferenças temporais nos ativos regulatórios	151	-
Outras diferenças temporárias	105	81
	-----	-----
	522	770
	-----	-----
Passivos de longo prazo		
Efeitos de diferenças entre a base fiscal de ativos não monetários substancialmente relacionados ao imobilizado e montantes reportados no U.S. GAAP	(568)	(596)
Outras diferenças temporais	-	(16)
	-----	-----
	(568)	(612)
	=====	=====
	(46)	158
	=====	=====

Em 2001 e 2000, as despesas diferidas com impostos sobre a renda de R\$99 e R\$9, respectivamente, referentes a ajuste nas obrigações mínimas com fundo de pensão (Nota 19) e ganhos não realizados com títulos de valores mobiliários disponíveis para venda (Nota 13) foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido como lucro (prejuízo) abrangente.

Durante o exercício de 2001, a Companhia retificou a declaração do imposto de renda para o exercício findo em 31 de dezembro de 1997, pleiteando a dedutibilidade de despesas com obrigações pós-emprego provisionadas nas suas demonstrações financeiras societárias. Este recálculo resultou na (i) apuração de impostos sobre a renda pagos antecipadamente no montante de R\$161, cujo valor foi reclassificado de impostos sobre a renda diferidos para impostos a recuperar, classificado como ativo circulante, (ii) redução nos impostos a recolher no montante de R\$49, e (iii) reconhecimento de prejuízos fiscais, sendo considerado para fins de contabilização a expectativa futura de rentabilidade da CEMIG nos exercícios subsequentes. A Companhia vem realizando a compensação dos créditos com impostos federais a recolher. Em 31 de dezembro de 2001, o saldo remanescente era de R\$70, classificado na rubrica de Ativo Circulante – Impostos a Recuperar.

7. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os exercícios indicados:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Caixa e bancos	66	59
Investimentos a curto prazo, com resgate de até três meses, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento financeiro, avaliados a valor justo	152	177
	-----	-----
	218	236
	=====	=====

A CEMIG tem investimentos de curto prazo com receita de juros calculados com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários - CDI.

8. APLICAÇÕES FINANCEIRAS DE CURTO PRAZO DE USO RESTRITO

Em 31 de dezembro de 2001, o saldo de R\$468 refere-se a recursos obtidos através da emissão de debêntures (Nota 16), com receita de juros calculada com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI e prazo de resgate não superior a 30 dias.

O uso destes recursos destina-se exclusivamente à execução do plano de investimentos da Companhia em projetos de expansão de geração, transmissão e distribuição. O programa de investimentos foi executado em 2002.

9. CONTAS A RECEBER

A tabela abaixo apresenta informação acerca das contas a receber por tipo de consumidor para as datas indicadas:

	A Vincendas	Vencidas		31 de dezembro	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2001	2000
Residencial	123	47	6	176	214
Industrial	121	25	35	181	158
Comercial	51	24	2	77	84
Rural	15	7	2	24	28
Poder público	22	8	7	37	46
Serviço público	35	2	1	38	46
	-----	-----	-----	-----	-----
Subtotal	367	113	53	533	576
Suprimento	2	-	4	6	143
	-----	-----	-----	-----	-----
	369	113	57	539	719
o Provisão para devedores duvidosos	-	-	(54)	(54)	(51)
	-----	-----	-----	-----	-----
Curto prazo	369	113	3	485	668
	=====	=====	=====	=====	=====

Nenhum consumidor individualmente representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999.

Em abril de 2002, o principal cliente industrial da Companhia tornou-se um produtor independente e desta forma, deixou de comprar energia da CEMIG.

As mutações na provisão para devedores duvidosos são as seguintes:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Saldo no início do exercício	51	63	35
Valores baixados	(10)	(18)	(6)
Provisão do exercício	13	6	34
	----	----	----
Saldo no final do exercício	54	51	63
	====	====	====

10. IMPOSTOS A RECUPERAR

Os montantes de impostos a serem recuperados para os períodos indicados são os seguintes:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Imposto de renda	66	-
Contribuição social	4	-
ICMS	16	25
	----	----
	86	25
	====	====

Os créditos de ICMS recuperáveis estão sendo compensados pela Companhia com o ICMS a recolher, em conformidade a legislação tributária brasileira.

11. INVESTIMENTOS

A tabela a seguir descreve os investimentos da Companhia:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Empresa de Infovias S.A.	65	33
Usinas hidrelétricas a serem transferidas para subsidiária	62	-
Outros investimentos	13	18
Consórcios	297	118
	----	----
	437	169
	====	====

(a) Investimentos em outras companhias

No exercício de 2002, a Companhia adquiriu ações da AES Força Empreendimentos Ltda. ("AES"), correspondentes a 50,48% das ações ordinárias do capital da Infovias. O preço de compra pago foi R\$87. Essa transação aumentou a participação da CEMIG no capital da Infovias de 49,44% para 99,92%. A Companhia está avaliando os efeitos decorrentes da aplicação do SFAS 141 "*Business Combinations*" (Combinação de negócios) e SFAS 142 "*Goodwill and Other Intangible Assets*" (Ágio e outros ativos intangíveis) para fins das demonstrações financeiras de 2002.

O Conselho de Administração autorizou a CEMIG a dar garantias para financiamento obtido pela Infovias, no montante de US\$40 milhões, com amortização iniciada em maio de 2002. Caso a Infovias não realize o pagamento das prestações vincendas, tais amortizações serão efetuadas pela CEMIG e serão convertidas em aumento de capital pela subscrição de ações preferenciais de emissão da Infovias.

A Companhia transferiu de seu ativo Imobilizado para a rubrica de Investimentos o montante de R\$62, após reconhecer uma perda de R\$33 na realização dos ativos, das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas em Minas Gerais, e Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas em Santa Catarina. Essas usinas foram transferidas e registradas como integralização de capital na subsidiária Horizontes Energia S.A., no terceiro trimestre de 2002. Ver Nota 1(a).

(b) Consórcios

A CEMIG participa em consórcios para projetos de geração de energia elétrica. Cada participante dos consórcios tem o direito de utilização da energia gerada pela usina na proporção da sua participação.

A participação da CEMIG nos consórcios, representada pelos montantes já investidos nos projetos, é descrita a seguir:

o

	<u>Participação da CEMIG</u>	<u>Taxa média anual de depreciação</u>	<u>31 de dezembro</u>	
			<u>2001</u>	<u>2000</u>
Em serviço				
Usina hidrelétrica de Porto Estrela	33,33%	2,51%	72	30
Usina hidrelétrica de Igarapava	14,50%	2,51%	52	53
Em fase de construção				
Usina hidrelétrica de Queimado	82,50%		74	16
Usina hidrelétrica de Funil	49,00%		52	11
Usina hidrelétrica de Aimorés	49,00%		47	8
			----	----
			297	118
			====	====

12. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo Imobilizado consolidado da Companhia:

	Taxa média anual de depreciação %	31 de dezembro	
		2001	2000
Em serviço			
Geração -			
Hidrelétrica	2,51	7.629	7.739
Termelétrica	1,79	261	264
Transmissão	3,08	1.403	1.393
Distribuição	5,10	7.075	6.825
Administração	9,63	447	410
Outros	5,20	48	47
		-----	-----
		16.863	16.678
		-----	-----
Depreciação e amortização acumuladas			
Geração		(3.595)	(3.398)
Transmissão		(714)	(670)
Distribuição		(2.966)	(2.685)
Administração		(252)	(212)
Outros		(11)	(8)
		-----	-----
		(7.538)	(6.973)
		-----	-----
Total em serviço		9.325	9.705
		-----	-----
Imobilizações em curso			
Geração		82	29
Transmissão		58	13
Distribuição		346	491
Administração		20	55
Outros		10	4
		-----	-----
Total das imobilizações em curso		516	592
		-----	-----
Total		9.841	10.297
		=====	=====

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999 foram de R\$57, R\$31 e R\$27, respectivamente.

Em conformidade a legislação brasileira, os bens e instalações utilizados pela CEMIG na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia autorização da ANEEL. O produto da alienação deve ser depositado em conta bancária vinculada, a ser aplicado na concessão. Em conformidade às práticas correntes das companhias do setor de eletricidade no Brasil, periodicamente, a CEMIG executa empreendimentos de fornecimento de energia elétrica para atendimento a consumidores, sendo que os consumidores reembolsam pelos custos incorridos. Esses reembolsos são contabilizados como redutores dos respectivos custos na medida em que são recebidos.

A CEMIG possui terrenos e edificações registradas como Imobilizado – Administração utilizadas como garantias em impostos, contingências cíveis, trabalhistas e outras no montante de R\$10. As contingências mencionadas estão incluídas nos montantes provisionados para contingências (Ver Nota 20).

13. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – DISPONÍVEIS PARA VENDA

Em 31 de dezembro de 2001 e 2000, a Companhia possuía Notas do Tesouro Nacional (NTN-A3), no montante de R\$70 e R\$61, respectivamente. Essas notas foram adquiridas junto ao Governo do Estado de Minas Gerais em setembro de 1998. Estas notas têm vencimento em 15 de abril de 2024, corrigidas pela variação cambial do dólar norte-americano e juros de 5,50% ao ano (até 14 de abril de 1998), 5,75% ao ano (a partir de 15 de abril de 1998 até 14 de abril de 2000) e 6,00% ao ano (a partir de 15 de abril de 2000 até o vencimento) sobre o valor nominal atualizado. O valor justo dessas notas teve como referência a cotação da ANDIMA – Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto. Desta forma, este ativo está registrado em 31 de dezembro de 2001 e 2000 com base na cotação da ANDIMA nessas datas.

Os ganhos brutos não realizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999 foram R\$9, R\$20 e R\$5, respectivamente, e estão apresentados na demonstração do lucro (prejuízo) abrangente.

A Companhia não vendeu nenhum destes títulos em 2001, 2000 e 1999 e, desta forma, não ocorreu realização de ganhos (perdas) nos exercícios referidos.

14. FORNECEDORES

	31 de dezembro	
	2001	2000
Suprimento de Energia Elétrica		
Furnas - Centrais Elétricas S.A. (indexado ao dólar)	213	168
Mercado Atacadista de Energia - MAE	644	-
Outros	22	20
	-----	-----
	879	188
Materiais e Serviços	66	49
	-----	-----
	945	237
	====	====

Os valores provisionados relacionados à energia livre adquirida no MAE referem-se ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2001, conforme informações divulgadas pelo MAE, administrador do mercado livre. Os montantes definitivos e o efetivo pagamento destas obrigações depende das ações judiciais em andamento, movidas por agentes do mercado, incluindo a CEMIG, referente à interpretação das regras de mercado em vigor, bem como da obtenção do financiamento necessário para efetuar os pagamentos, conforme consta em detalhes na Nota 4.

15. IMPOSTOS A RECOLHER

Os impostos provisionados são como segue:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Imposto de renda	72	-
ICMS	30	34
COFINS	52	13
Contribuição social	36	7
Outros	29	24
○	-----	-----
	219	78
	====	====

Em 31 de dezembro de 2001, a CEMIG possuía obrigações com ICMS no montante de R\$87 (R\$91 em 31 de dezembro de 2000). Em 22 de dezembro de 2001, a Companhia realizou negociações junto a instituição financeira para recolhimento antecipado de parcela de ICMS, no montante de R\$57 (R\$57 em 2000), com desconto.

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

(a) As tabelas a seguir descrevem os empréstimos e financiamentos da Companhia:

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2001			
				Curto Prazo		Longo Prazo	
				Princip al	Encargo s	Principal	Total
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
FINANCIAMENTO							
Banco do Brasil S.A. – Bônus Diversos (1)	Amortização semestral até 2024	Diversas	US\$	6	3	216	225
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2004, início em 2003	Libor + 4,25	US\$	-	1	145	146
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2004	Libor + 5,5	US\$	54	4	81	139
Banco do Brasil S.A. II	Amortização semestral até 2004	Libor + 3,13	US\$	-	3	96	99
Banco do Brasil S.A. III	Amortização única em 2004	10,38	US\$	-	1	93	94
Impsa – Industria Metalúrgica Pescarmona S.A.	Amortização semestral até 2003	9,80	US\$	55	1	28	84
Banco do Brasil S.A. – Viena	Amortização única em 2002	Libor + 2,70	US\$	82	2	-	84
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2003	Libor + 2,84	US\$	35	2	35	72
Banco Itaú S.A.	Amortização anual até 2004	4,46	US\$	15	1	54	70
Eurobônus (2)	Amortização única em 2004	9,13	US\$	-	1	63	64
Siemens S.A. II	Amortização semestral até 2005, início em 2003	9,97	US\$	-	-	51	51
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID	Amortização semestral até 2006	4,00 a 9,25	Divers as	12	1	36	49

ABN AMRO Bank - Banco Real S.A.	Amortização única em 2002	Libor + 4,00	US\$	42	2	-	44
Lloyds Tsb Bank Plc	Amortização semestral até 2004	8,00	US\$	15	-	17	32
Citibank N.A. II	Amortização única em 2004	10,00	US\$	-	-	26	26
International Bank for Reconstruction and Development - IBRD	Amortização semestral até 2002	7,25	Diversas	7	-	-	7
Outros	Diversos	Diversos	Diversas	7	-	42	49
<i>Total da Dívida em Moeda Estrangeira</i>				330	22	983	1.335
<u>EM MOEDA NACIONAL</u>							
Debêntures (3)	Amortização em 2009/2011 com opção de resgate antecipado em 2005/2006	IGP-M (6) + 12,70	R\$	-	13	633	646
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS	Amortização mensal até 2024	FINEL (7) + 5,00 a 10,00	R\$	62	3	318	383
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2012	IGP-M (6) + 14,87	R\$	-	12	80	92
Grandes consumidores -TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização semestral até 2009	Diversos	R\$	6	1	8	15
Outros	Diversos	Diversos	R\$	2	-	7	9
<i>Total da Dívida em Moeda Nacional</i>				70	29	1.046	1.145
Fundos Vinculados (5)				(134)	-	(18)	(152)
<i>Total</i>				<u>266</u>	<u>51</u>	<u>2.011</u>	<u>2.328</u>

Financiadores	Vencimento do Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moeda	2000			
				Curto Prazo		Longo Prazo	Total
				Principal	Encargos	Principal	
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
EMPRÉSTIMO							
Bank Áustria Creditanstalt International AG	Amortização única em 2001	11,09	US\$	75	7	-	82
FINANCIAMENTO							
Banco do Brasil S.A. – Bônus diversos (1)	Amortização semestral até 2024	Diversas	US\$	5	3	189	197
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2004, início em 2003	Libor + 4,25	US\$	-	-	123	123
Impsa - Industria Metalúrgica Pescarmona S.A.	Amortização semestral até 2003	9,80	US\$	46	2	70	118
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2003	Libor + 2,84	US\$	15	3	59	77
Banco do Brasil S.A. – Viena	Amortização única em 2002	Libor + 2,70	US\$	-	2	69	71
Eurobônus (2)	Amortização única em 2004	9,13	US\$	293	4	-	297
Siemens S.A. II	Amortização semestral até 2005, início em 2003	9,97	US\$	-	-	39	39
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	Amortização semestral até 2006	4,00 a 9,25	Diversas	12	2	41	55
ABN AMRO Bank - Banco Real S.A.	Amortização única em 2002	Libor + 4,00	US\$	-	2	36	38

International Bank for Reconstruction and Development - IBRD	Amortização semestral até 2002	7,25	Diversas	12	-	6	18
Outros	Diversos	Diversos	Diversas	2	-	21	23
<i>Total da Dívida em Moeda Estrangeira</i>				<u>460</u>	<u>25</u>	<u>653</u>	<u>1.138</u>
<u>EM MOEDA NACIONAL</u>							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS	Amortização mensal até 2024	FINEL (7) + 5,00 a 10,00	R\$	89	2	352	443
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2012	IGP-M (6) + 14,87	R\$	-	1	72	73
Grandes Consumidores -TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização semestral até 2009	Diversos	R\$	4	1	9	14
Outros	Diversos	Diversos	R\$	2	-	2	4
<i>Total da dívida em Moeda nacional</i>				<u>95</u>	<u>4</u>	<u>435</u>	<u>534</u>
Fundos Vinculados (5)				(49)	-	(18)	(67)
<i>Total</i>				<u><u>506</u></u>	<u><u>29</u></u>	<u><u>1.070</u></u>	<u><u>1.605</u></u>

- 1) As taxas de juros aplicáveis sobre os empréstimos e financiamentos em aberto da Companhia variam:
 - de 4% a 8 % ao ano, para obrigações com juros fixos; e
 - libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88% ao ano para as obrigações com taxas flutuantes.
- 2) No exercício de 1996, a CEMIG efetuou captação de recursos no mercado externo, através de *fixed rates notes*, no montante de US\$150 milhões, com vencimento originalmente previsto para 18 de novembro de 2004. Essas notas estavam sujeitas a resgate antecipado por opção da CEMIG ou dos detentores das notas, em 18 de novembro de 2001, por um preço equivalente a 98,704% do montante total das notas. Em 18 de novembro de 2001, os detentores de aproximadamente 81% do valor do principal da notas optaram pelo resgate antecipado e a Companhia pagou US\$121 milhões aos detentores das notas.
- 3) A CEMIG, em novembro de 2001, captou R\$625 em debêntures, em duas séries de R\$312,5 cada, não conversíveis em ações, sem preferência e sem garantia, com remuneração anual de 12,70%, definida através de processo de “bookbuilding”, e atualização monetária pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M. Os juros remuneratórios, para as duas séries, serão pagos aos debenturistas anualmente, a partir do ano de 2002. O valor integral do principal das debêntures será pago nas datas de vencimento das respectivas séries, 1º de novembro de 2009 e 1º de novembro de 2011. Os debenturistas possuem direito de resgate antecipado no prazo de 4 e 5 anos, contados a partir da emissão, para a 1ª e 2ª séries respectivamente. Os recursos obtidos através do processo de emissão das debêntures serão destinados ao financiamento de empreendimentos na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em conformidade ao Programa de Investimentos da CEMIG para os anos de 2001 e 2002. As duas séries de Debêntures estão registradas com vencimento em 1º de Novembro de 2005 e 1º de Novembro de 2006, respectivamente.
- 4) A CEMIG, em dezembro de 2000, adquiriu o controle acionário da Sá Carvalho S.A. através da assunção de debêntures emitidas pela UHESC S.A.. Como garantia do cumprimento das obrigações assumidas pela UHESC S.A. na escritura destas debêntures, a CEMIG se comprometeu em ceder os direitos creditórios da Sá Carvalho S.A. decorrentes do contrato de fornecimento de energia elétrica firmado entre a Sá Carvalho S.A. e a ACESITA S.A..
- 5) Em conformidade a Resolução do Banco Central do Brasil nº 2.515, de 29 de junho de 1998, quando a CEMIG realiza operações de crédito, com a finalidade de refinanciamento e extensão dos prazos dos financiamentos em moeda estrangeira, fica obrigada a efetuar depósitos, calculados com base nos financiamentos com vencimento postergado, em fundos vinculados de curto prazo, de forma que na data final de vencimento dos financiamentos, o fundo vinculado terá um valor igual ao valor total do financiamento.
- 6) Índice Geral de Preços de Mercado.
- 7) Índice Interno da Eletrobrás.

Além das dívidas mencionadas, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2001, saldos de linhas de créditos a serem liberados por instituições financeiras, no montante de R\$240. Caso necessário, estas linhas de crédito serão utilizadas no programa de investimentos da Companhia relacionado às atividades de geração.

Os empréstimos e financiamentos da Companhia, em sua grande maioria, são garantidos pelos Governos Federal e Estadual, sendo os recursos usados como capital de giro e para financiar a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

CEMIG ofereceu garantias no montante de R\$954 referentes a contas a receber de seus consumidores pelo fornecimento de energia elétrica para determinados financiamentos.

(b) Composição das moedas e indexadores incidentes sobre os empréstimos e financiamentos da CEMIG:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Moedas -		
Dólar Norte-Americano	1.255	1.063
Marco Alemão	20	19
Euro	15	4
Franco Suíço	2	5
Unidade de Conta (cesta de moedas)	42	44
Outras	1	3
	-----	-----
	1.335	1.138
Indexadores -		
Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M	866	228
Índice Interno da Eletrobrás - FINEL	174	214
Unidade Fiscal de Referência - UFIR	89	81
Outros	16	11
	-----	-----
	1.145	534
Fundos Vinculados	(152)	(67)
	-----	-----
	2.328	1.605
	=====	=====

(c) A tabela abaixo indica os aumentos, para os exercícios indicados, nas taxas de câmbio das principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos empréstimos e financiamentos da Companhia, em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de		
	dezembro		
	2001	2000	1999
Moedas -			
Dólar Norte-Americano	18,67	9,30	48,01
Marco Alemão	12,05	1,93	26,74
Euro	12,05	-	-
Franco Suíço	14,88	7,66	28,36
Unidade de Conta	14,39	4,88	47,80

(d) A tabela abaixo indica os aumentos, para os exercícios indicados, dos principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Indexadores -			
IGP-M	10,39	9,95	20,10
FINEL	2,00	1,80	3,76
UFIR	-	-	8,92

(e) Vencimento dos empréstimos e financiamentos de longo prazo:

	31 de dezembro de 2001
2003	373
2004	467
2005	427
2006	369
2007	40
A partir de 2008	335

	2.011
	=====

(f) Os contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia possuem várias cláusulas restritivas. A Companhia acredita que está em conformidade com todos os contratos.

17. ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os principais encargos regulatórios a pagar:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Reserva global de reversão – RGR	25	57
Conta de consumo de combustível – CCC	24	31
Outros	3	2
	-----	-----
	52	90
	====	====

(a) Reserva global de reversão – RGR

A Reserva global de reversão (fundo “RGR”) 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 conseqüente reversão dos seus ativos para o Governo Federal. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, desde 3 de janeiro de 1996, 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) Conta de consumo de combustível - CCC

A Conta 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.

18. VENDA ANTECIPADA DE ENERGIA ELÉTRICA

Venda antecipada de energia elétrica refere-se a obrigações com futuro fornecimento de energia para consumidores industriais.

	31 de dezembro	
	2001	2000
Venda antecipada de energia:		
Atualizada pela variação do dólar norte-americano	42	98
Atualização pelo reajuste da tarifa	-	6
	----	----
	42	104
	====	====
Curto prazo	42	71
Longo prazo	-	33

O saldo de longo prazo decorre da venda, no primeiro trimestre de 1999, de energia elétrica para consumidores industriais, com entrega prevista por um período de 24 a 38 meses.

19. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia patrocina planos de aposentadoria e pensão complementar, administrados pela FORLUZ (Fundação Forluminas de Seguridade Social), abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o SFAS 87 “*Employer’s Accounting for Pensions*” (Registro pensões por empregadores), 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 SFAS 87 passou a ser mandatória 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 àquela data para suas contas individuais no plano de contribuição definida. Em ambas as alternativas, os participantes adquiriam 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 19% 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 2001 e 2000 era R\$443 e R\$343, respectivamente, e a despesa com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999 foram R\$22, R\$28 e R\$26, respectivamente.

CEMIG também patrocina um plano de saúde e paga prêmio de seguro de vida para os aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com SFAS 106 “*Employers’ Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions*” (Registro de outros benefícios pós-emprego além de plano de pensão por empregadores).

A CEMIG mantém um plano de incentivo para aposentadoria antecipada, que consiste no pagamento de um adicional, quando da aposentadoria do empregado, de 10% do valor do salário do empregado para cada ano trabalhado na Companhia. Para obter este benefício, o empregado deve optar de forma escrita, indicando sua opção para aposentadoria antecipada. Desta forma, os custos com este incentivo são contabilizados no momento em que cada empregado opta pelo benefício. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento.

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001 e 2000 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	31 de dezembro		31 de dezembro	
	2001	2000	2001	2000
Obrigação com benefício - início do exercício	2.970	2.783	424	403
Custo do serviço	7	9	12	11
Custo de Juros	325	219	47	33
Perda (ganho) atuarial	29	186	39	(4)
Benefícios pagos aos participantes	(222)	(227)	(20)	(19)
	-----	-----	-----	-----
Obrigação com benefício - final do exercício	<u>3.109</u>	<u>2.970</u>	<u>502</u>	<u>424</u>

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001 e 2000 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	31 de dezembro		31 de dezembro	
	2001	2000	2001	2000
Valor justo dos ativos do plano - início do exercício	1.390	1.264	13	13
Contribuições do patrocinador	146	122	8	10
Contribuições dos participantes	1	1	10	8
Rendimento efetivo dos ativos do plano	453	230	2	1
Benefícios pagos aos participantes	(222)	(227)	(20)	(19)
	-----	-----	-----	-----
Valor justo dos ativos do plano – final do exercício	<u>1.768</u>	<u>1.390</u>	<u>13</u>	<u>13</u>

O “*funded status*” (Situação dos planos) dos planos de benefício definido e planos de saúde e seguro de aposentados é como segue:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	31 de dezembro		31 de dezembro	
	2001	2000	2001	2000
Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano - <i>“Projected benefits obligations in excess of plan assets”</i>	1.341	1.580	489	411
Obrigações de transição - líquida, não reconhecida - <i>“Unrecognized net transition obligation”</i> – sendo reconhecidas desde 1º de janeiro de 1995	-	-	(47)	(53)
Perda atuarial líquida não reconhecida - <i>“Unrecognized net actuarial loss”</i>	(412)	(708)	(122)	(98)
Obrigações pós-emprego provisionadas	929	872	320	260
Obrigações mínimas adicionais – Outros componentes do lucro abrangente	378	671	-	-
Total das obrigações pós-emprego provisionadas	1.307	1.543	320	260

A modificação na obrigação mínima adicional em 2001 foi decorrente, principalmente, da reversão de provisão para contingências na FORLUZ, no montante de R\$166, como resultada da implementação de nova legislação em 2001, que permitiu à FORLUZ o pagamento de determinados impostos em litígio judicial sem o pagamento de multas e juros.

Os componentes do *“net periodic benefit costs”* (custo líquido do período), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999, são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde e seguro para aposentados		
	31 de dezembro			31 de dezembro		
	2001	2000	1999	2001	2000	1999
Custo do serviço	7	9	8	12	11	9
Custo de Juros	325	219	180	47	33	29
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(155)	(100)	(81)	(1)	(1)	(1)
Amortização da obrigação de transição	-	-	-	6	6	6
Amortização de perdas	26	29	13	4	5	5
Contribuições dos empregados	-	(1)	(1)	-	-	-
Custo Líquido do Período	203	156	119	68	54	48

Os componentes do “*projected net periodic cost*” (custo projetado líquido período) para o exercício de 2002 são os seguintes:

	<u>Plano de benefício definido - %</u>	<u>Plano de saúde e seguro para aposentados - %</u>
Custo do serviço	6	14
Custo de Juros	340	55
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(197)	(1)
Amortização da obrigação de transição	-	6
Amortização de perdas	6	5
	-----	-----
	155	79
	====	====

As premissas utilizadas em todos os exercícios foram:

	<u>Plano de benefício definido</u>	<u>Plano de saúde e seguro para aposentados</u>
	Unidade de crédito	
Método atuarial	projetada	-
Taxa de desconto anual	11,30	11,30
Expectativa de retorno anual dos ativos do plano	11,30	11,30
Aumento salarial anual	8,15	-
Aumento anual nos benefícios	5,00	-

Uma premissa adicional utilizada na mensuração das obrigações pós-emprego acumuladas foi a de considerar a tendência da taxa média ponderada dos custos médicos de 5,54% em 2001, reduzindo gradualmente até aproximadamente 2,70% em 2046, permanecendo a mesma a partir de então.

Um aumento ou redução anual na tendência das taxas dos custos do plano de saúde em 1% teria os seguintes efeitos sobre as obrigações com benefício pós-emprego e componentes de custos de serviços e juros em 31 de dezembro de 2001, como segue:

	<u>Um ponto percentual</u>	
	<u>Aumento</u>	<u>Redução</u>
Efeito no total dos componentes de custos de serviços e juros	5	4
Efeito nas obrigações com benefício pós-emprego	45	37

A CEMIG e os sindicatos de seus empregados, principalmente representados pelo SINDIELETRO, acordaram modificações nos Planos de Saúde, no 3º trimestre de 2002, que implicaram em alterações nos critérios de contribuição sob responsabilidade da CEMIG, dos empregados ativos e aposentados e os tipos de cobertura a serem oferecidas para cada tipo de plano. Conforme o acordo, a CEMIG irá efetuar desembolsos anuais no montante máximo de R\$33, atualizados pelo IGP-M para cobrir as despesas com saúde dos empregados ativos e aposentados. A implementação das mudanças foram efetuadas a partir de 1º de janeiro de 2003. Os efeitos decorrentes destas mudanças ainda não podem ser estimados. Os cálculos atuariais encontram-se em andamento.

20. 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, aspectos civis e outros assuntos.

A Companhia acredita que eventuais perdas em excesso aos montantes provisionados, 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	
	2001	2000
Trabalhistas	54	54
Cíveis – Consumidores	74	68
Contribuição social	125	132
Finsocial	19	18
Cíveis – Outras	22	10
Outras	25	4
	-----	-----
	319	286
	====	====
Circulante	-	150
Longo Prazo	319	136

A CEMIG acredita que perdas a curto prazo não são prováveis para os litígios pendentes em 2001. Desta forma, as provisões para contingências estão sendo classificadas no longo prazo.

Certos detalhes relacionados a estas provisões são como segue:

(a) Contingências Trabalhistas

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a questionamentos de horas-extras e adicional de periculosidade. O valor total estimado dessas reclamações é de R\$68 em 31 de dezembro de 2001 e 2000. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamento e em decisões judiciais recentes.

(b) Reclamações Cíveis - Consumidores

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a CEMIG objetivando reembolso para as quantias pagas à CEMIG decorrentes do aumento de tarifa durante o plano do Governo Brasileiro denominado “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano de estabilização econômica. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base em decisões judiciais recentes.

O valor total de exposição da Companhia nessa matéria é, aproximadamente, R\$74 em 31 de dezembro de 2001 (R\$68 em 2000), estando os valores integralmente provisionados.

(c) Contribuição social

Em 28 de junho de 1991, o Governo Federal promulgou a Lei 8.200, regulando a correção monetária a ser aplicada nas elaboração das demonstrações financeiras para fins da legislação societária brasileira e das obrigações fiscais. Conforme esta Lei, a Companhia foi requerida a registrar correção monetária complementar, que foi considerada dedutível para cálculo do imposto de renda, através das despesas de depreciação, amortização e baixa de ativos fixos. A referida Lei não esclareceu os procedimentos referentes à dedutibilidade da correção monetária complementar lançada no resultado para efeito da apuração da contribuição social.

A Companhia vem deduzindo as quotas de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da contribuição social. A Companhia acredita que este procedimento está em conformidade as disposições da Lei 8.200/91. A Companhia acredita que a sua exposição total nesta questão é de aproximadamente R\$125 em 31 de dezembro de 2001 (R\$132 em 2000), estando os valores integralmente provisionados.

(d) Finsocial

Em 1994, a CEMIG foi autuada pela Secretaria da Receita Federal em decorrência da exclusão do ICMS da base de cálculo do Finsocial, contribuição sobre o faturamento extinta em 1992. A Companhia acredita que a sua exposição total nesta questão é de aproximadamente R\$19 em 31 de dezembro de 2001 (R\$18 em 2000), estando os valores integralmente provisionados.

(e) Outros

Outros passivos provisionados referem-se a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos tributos federais, em que a Companhia tem sido notificada, e outras reclamações, consideradas normais ao curso das operações.

(f) Contingências com avaliação de êxito provável

A CEMIG discute em juízo outras ações relevantes, para as quais acredita possuir perspectiva de êxito provável no desfecho das causas e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência, sendo os detalhes os seguintes:

(i) Processos Envolvendo a FORLUZ com Possível Repercussão Financeira para a CEMIG

A Companhia está defendendo, em conjunto com a FORLUZ, uma reclamação do SINDIELETRO, que afirma que a CEMIG não realizou contribuições ao fundo de pensão dos empregados supostamente obrigatórias relacionadas aos aumentos do custo de vida. O valor total envolvido nessa reclamação é de R\$527. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

Adicionalmente, o SINDIELETRO está processando a FORLUZ em função da substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. O valor total dessa reclamação é de R\$228. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Administração acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial. Caso o SINDIELETRO venha a ter sucesso nesta ação, o montante adicional vai ser pago pela FORLUZ será coberto através do seu superávit atuarial corrente, não afetando a posição financeira da Companhia.

(ii) 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 de R\$209, em função da utilização de créditos fiscais e que resultaram na retificação, para redução dos impostos a pagar, das declarações de imposto de renda de 1997,1998,1999 e 2000. As declarações de imposto de renda foram retificadas como resultado da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego, em atendimento às práticas contábeis da legislação societária brasileira. A obrigação adicional que resultou das alterações na contabilização foram reconhecidas nos anos fiscais retificados, resultando em prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. A CEMIG está procedendo à defesa do Auto de Infração junto à esfera administrativa da Secretaria da Receita Federal. Não foi constituída provisão para fazer face a autuação, tendo em vista que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

Os créditos mencionados no parágrafo anterior foram compensados pela CEMIG com os impostos federais a pagar em 2001 e 2002. Devido a esta compensação, a CEMIG está exposta a uma penalidade adicional de R\$37. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Administração acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

(iii) COFINS

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido à sentença judicial desfavorável, a CEMIG pagou, em 30 de julho de 1999, o montante de R\$248 de provisão para COFINS. O Governo Federal está alegando que a Companhia deve aproximadamente R\$113 referentes a multas e juros pelo não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

(iv) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG, afirmando que a Companhia deve R\$167 referente a restituição feita em 1995 pela Secretaria do Tesouro Nacional. A ANEEL alega que o reembolso é decorrente de um erro no cálculo de créditos de CRC – Conta de Resultados a Compensar, que foram previamente utilizados para reduzir quantias devidas ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL emitiu uma decisão administrativa final contra a Companhia. A Companhia pretende discutir o mérito da questão judicialmente. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação.

Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL emitiu um Termo de Notificação alegando que a Companhia não obteve a autorização exigida referente ao contrato de aluguel operacional firmado com a Infovias pelo prazo de 15 anos. A ANEEL pode impor uma multa à Companhia relativa a este Termo de Notificação. A penalidade máxima aplicável referente a esta questão é uma multa de até 2% da receita da CEMIG durante os 12 meses, imediatamente anteriores à imposição da multa. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para proceder sua defesa e, portanto, não constituiu provisão para esta ação.

(v) Reclamações cíveis - Consumidores

Diversos consumidores impetraram ações cíveis contra a CEMIG contestando reajustes tarifários aplicados em exercícios anteriores, incluindo a Recomposição Tarifária Extraordinária e os Encargos de Capacidade Emergencial cobrados a partir de 2002 (Veja Nota 33(a)). A Companhia

acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para estas ações.

Adicionalmente às questões descritas acima, a CEMIG e suas subsidiárias estão envolvidas como impetrante ou réu, em vários litígios, relacionados ao curso normal de suas operações. A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes relacionadas a estas questões que pudessem ter efeito adverso na posição financeira consolidada e no resultado das operações da Companhia.

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social

	Exercícios findos em 31 de dezembro (milhares de ações)		
	2001	2000	1999
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo	89.504.020	89.504.020	89.504.020
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo	69.495.478	69.495.478	69.495.478
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo	(67.783)	(67.783)	(67.783)
Total	158.931.715	158.931.715	158.931.715

Em 31 de dezembro de 2001, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 3% das suas ações preferenciais, significando uma participação de 23% no total do capital. 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 de 10% do total do capital preferencial (Veja Nota 33 (e)).

As ações preferenciais e ordinárias tem um valor nominal de R\$0,01 por ação de acordo com as demonstrações financeiras elaboradas em conformidade a legislação societária brasileira.

(b) Capital adicional integralizado

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

(c) Lucros acumulados apropriados

As reservas a seguir estão incluídas no Patrimônio Líquido:

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 ano seguinte ao que o imposto de renda é devido. Nas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, o montante destinado aos investimentos é registrado como um ativo e creditado diretamente nessa reserva. O saldo tem uso restrito para distribuição de dividendos. De acordo com os U.S.GAAP, o benefício de investimento fiscal foi originalmente creditado no resultado e o valor correspondente foi transferido da reserva de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de contas de resultados 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. Nas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira, o montante da Reserva de contas de resultado a compensar, líquida de impostos, foi creditada diretamente nessa reserva, podendo ser utilizada apenas para aumento de capital. De acordo com o U.S.GAAP, esse montante foi originalmente creditado no resultado, a valor presente, e posteriormente transferido de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de lucros a realizar - esta reserva representa os lucros inflacionários oriundos do sistema de correção monetária do balanço aplicável na elaboração das demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira até 31 de dezembro de 1995. As companhias brasileiras são autorizadas a registrar essa reserva de forma a restringir o montante do lucro líquido disponível para os dividendos obrigatórios. Conforme a legislação vigente, 10% do saldo é transferido anualmente para Lucros acumulados não apropriados.

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 ano em que a Reserva legal mais as outras reservas de capital estabelecidas excedam a 30% do Capital social, sendo que este fato ocorreu em 2001, 2000 e 1999.

(d) Lucros acumulados não apropriados

Esse saldo representa os lucros acumulados determinados em conformidade ao U.S.GAAP depois da: (i) alocação do montante da reserva legal (quando requerido); (ii) alocação ou transferência/recebimento de outras reservas como descrito na Nota 21 (c); e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio.

(d.1) Dividendos e juros sobre capital próprio

Caso a Companhia declare dividendos em montante inferior a 10% do capital atribuível as ações preferenciais, as ações preferenciais tem prioridade no recebimento dos dividendos. Se a Companhia declara dividendos em um montante superior a 10% do valor pago as ações preferenciais, as ações ordinárias e preferenciais participam igualmente deste excesso.

Considerando o direito dos acionistas detentores de ações preferenciais de receberem um dividendo mínimo anual de 10% do capital atribuível às ações preferenciais, as ações ordinárias e preferenciais possuem o direito de recebimento de um dividendo mínimo não inferior a 25% do lucro líquido em conformidade com legislação societária brasileira conforme disposição do Estatuto Social (após transferências de/para reservas conforme legislação societária brasileira) e após aprovação na Assembléia Geral de Acionistas Anual. Os acionistas de ações ordinárias e preferenciais participam igualmente dos lucros retidos e reservas. Conforme a legislação societária brasileira, caso a Companhia não efetue o pagamento de dividendos mínimos obrigatórios por um período máximo de 3 anos fiscais consecutivos, as ações preferências passam a ter direito a voto.

O Estatuto Social da Companhia prevê que o Governo do Estado garante a distribuição anual de dividendos mínimos de 6% sobre o valor nominal do capital (ordinária e preferencial) pertencente às entidades privadas no caso do resultado da Companhia não seja suficiente para o pagamento dos dividendos mínimos descritos no parágrafo anterior. Em 2001, 2000 e 1999, os requisitos dos dividendos mínimos foram alcançados e a distribuição de dividendos foi efetuada igualmente para as ações ordinárias e preferenciais.

A partir de 26 de dezembro de 1995, a legislação brasileira permitiu a dedutibilidade, para fins de apuração dos impostos sobre a renda, dos juros sobre capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo o ano em que os juros sobre capital próprio são calculados.

A Companhia optou pelo pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio em substituição aos dividendos como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Dividendos	-	-	168
Juros sobre capital próprio	103	187	187
	----	----	----
Total	103	187	355
	====	====	====

A legislação brasileira permite pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, somente em reais, sobre os lucros acumulados não distribuídos com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com a legislação societária brasileira. Em 31 de dezembro de 2001, 2000, 1999, os lucros acumulados não distribuídos nas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira totalizaram R\$601, R\$1.379 e R\$1.219, respectivamente.

22. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

(a) A composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro					
	GWh (não auditado)			R\$		
	2001	2000	1999	2001	2000	1999
Residencial	6.475	7.576	7.448	1.594	1.630	1.341
o Industrial	21.351	22.247	20.805	1.841	1.665	1.385
Comercial	3.269	3.584	3.334	674	634	519
Rural	1.572	1.676	1.633	206	191	163
Poder Público	1.290	1.491	1.442	196	196	166
Serviço Público	939	934	916	111	95	83
Consumo próprio	52	62	61	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	(35)	67	21
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	34.948	37.570	35.639	4.587	4.478	3.678
Suprimento	632	4.937	3.708	65	116	63
Transações com energia no MAE	-	-	-	452	29	-
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total	35.580	42.507	39.347	5.104	4.623	3.741
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

o

	Numero de consumidores (não auditado)		
	2001	2000	1999
Residencial	4.429.005	4.248.144	4.060.681
Industrial	68.105	64.315	62.304
Comercial	540.442	476.500	458.600
Rural	322.493	300.329	285.536
Poder Público	44.126	44.414	42.683
Serviço Público	6.508	6.128	5.748
Outros	1.391	1.456	1.533
	-----	-----	-----
	5.412.070	5.141.286	4.917.085
Suprimento	5	11	10
	-----	-----	-----
Total	5.412.075	5.141.297	4.917.095
	=====	=====	=====

(b) Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre a receita:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
ICMS	964	956	796
COFINS	187	143	112
PIS - PASEP	40	31	25
	-----	-----	-----
	1.191	1.130	933
	=====	=====	=====

23. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais estão apresentados a seguir:

(a) Energia comprada para revenda

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Itaipu Binacional (através de FURNAS)	823	711	717
MAE – Obrigações regulatórias	952	-	-
FURNAS – Obrigações regulatórias	12	-	-
Contratos iniciais	126	84	-
Outros	1	24	10
	-----	-----	-----
	1.914	819	727
	=====	=====	=====

A energia comprada de Itaipu Binacional é indexada ao dólar norte-americano e os seus preços são definidos pela ANEEL.

(b) Encargos regulatórios

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Quotas para a reserva global de reversão	130	104	82
Quota para a conta de consumo de combustível	249	282	134
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	29	36	33
Taxa de inspeção da ANEEL	12	11	9
	-----	-----	-----
	420	433	258
	====	====	====

(c) Outros

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Seguros	2	13	7
Consumo próprio de energia	9	9	8
Indenizações trabalhistas	6	10	12
Alienação de ativos fixos, líquida	90	66	75
Doações e subvenções	12	13	10
Provisão para contingências			
Reclamações trabalhistas	-	1	31
Ações cíveis – Consumidores	6	4	36
Ações cíveis – Outros	12	4	4
Provisão para devedores duvidosos	13	6	34
Aluguéis	12	11	15
Propaganda e publicidade	23	21	10
Participação nos resultados – empregado	47	27	28
Contribuição ASMAE	11	7	5
Fundo nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico	10	-	-
Despesas gerais	21	16	15
	-----	-----	-----
	274	208	290
	====	====	====

24. DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Receitas financeiras -			
Juros e variação monetária incidentes sobre o contas a receber do Governo do Estado	253	160	150
Renda de aplicação financeira	84	44	29
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica em atraso, registrado pelo regime de caixa	42	31	29
Atualização monetária de impostos a recuperar	17	-	-
Renegociação de contas a receber	12	7	-
Reversão de juros e multas sobre tributos	-	-	52
Variação cambial ativa	58	8	-
Atualização monetária dos custos da Parcela A (Ver Nota 4)	26	-	-
Outros	18	19	16
	=====	=====	=====
	510	269	276
	=====	=====	=====
Despesas financeiras -			
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	(164)	(118)	(120)
CPMF	(27)	(9)	(9)
Juros e multas sobre tributos	(13)	(35)	(24)
Variação cambial passiva	(267)	(112)	(336)
Variação monetária passiva	(33)	(22)	(54)
Outras despesas	(54)	(15)	(28)
	-----	-----	-----
	(558)	(311)	(571)
	=====	=====	=====
Despesas financeiras líquidas	(48)	(42)	(295)
	=====	=====	=====

As despesas com variação cambial são relacionadas à desvalorização do Real em relação ao dólar norte-americano. Veja Notas 16 e 26(d) para a composição da dívida em moeda estrangeira, variação das taxas de conversão de cada moeda estrangeira para cada ano apresentado e exposição à variação cambial.

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

(a) Governo do Estado de Minas Gerais-	
Contas a receber e receitas financeiras relacionadas	Nota 3 e 24
ICMS a recuperar	Nota 10
ICMS a recolher	Nota 15
ICMS - resultado	Nota 22
(b) FORLUZ	
Plano de aposentadoria e saldos relacionados	Nota 19

As outras transações com partes relacionadas não são materiais.

26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através do monitoramento periódico de saldos, diversificação e estabelecimento de limites de créditos pelas instituições financeiras.

Os instrumentos financeiros, nos quais a CEMIG está sujeita a concentração de risco de crédito, são as disponibilidades, aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito, fundos vinculados e contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com disponibilidades, aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito e fundos vinculados através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha e geralmente em aplicações de curtíssimo prazo. Os riscos de crédito associados com contas a receber de consumidores residenciais é limitado pela política da CEMIG de interrupção do fornecimento de energia se o pagamento dos débitos entram em atraso. Com relação aos grandes consumidores industriais e comerciais, a CEMIG limita seu risco de crédito através do acompanhamento contínuo, da avaliação de crédito e, em certos casos, obtendo garantias ou penhora para as contas de difícil recebimento. Os consumidores da CEMIG são basicamente localizados no Estado de Minas Gerais, embora seja distribuída energia para uma grande variedade de setores da economia.

(a) Disponibilidades, aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito e fundos vinculados

Em 31 de dezembro de 2001 e 2000, as disponibilidades, aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito e fundos vinculados são demonstrados pelo custo acrescidos de rendimentos auferidos, que se aproxima ao valor justo, considerando a realização de curto prazo desses itens.

Sua composição é como segue:

31 de dezembro de 2001:

	Disponibilidades	Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito	Total	Fundos vinculados
Caixa e bancos	66	-	66	-
Fundos de investimentos financeiros	4	-	4	133
Certificados de depósitos bancários	45	350	395	-
Debêntures – títulos emitidos por terceiros	12	118	130	-
”Swap” de taxa	91	-	91	19
Aplicações de curto prazo	218	468	686	152

31 de dezembro de 2000:

	Disponibilidades	Aplicações financeiras de curto prazo de uso restrito	Total	Fundos vinculados
Caixa e bancos	59	-	59	-
Fundos de investimentos financeiros	3	-	3	-
Certificados de depósitos bancários	152	-	152	58
Debêntures – títulos emitidos por terceiros	22	-	22	-
Operações compromissadas com <i>swap</i> de taxa	-	-	-	9
Aplicações de curto prazo	236	-	236	67

Em 31 de dezembro de 2001 e 2000, a Companhia possuía investimentos em debêntures. Esses títulos foram emitidos por terceiros, todas instituições financeiras brasileiras, e possuem cláusula de recompra imediata que pode ser exercida pela Companhia. Esses títulos são remunerados pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Em 31 de dezembro de 2001 e 2000, a Companhia possuía aplicações financeiras de curto prazo com “*swap*” de taxas contratadas com instituições financeiras através do repasse de títulos públicos ou privados de emissão de terceiros. Esses títulos possuem cláusulas de recompra. A CEMIG possui a opção de resgate antecipado destes títulos sem qualquer penalidade ou perda. As operações de “*swap*” foram contratadas com instituições financeiras de forma simultânea à compra de títulos pela CEMIG, desta forma a Companhia tem garantido um rendimento baseado na variação do CDI.

Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia possuía investimentos de curto prazo de uso restrito, no montante de R\$468, obtidos através da emissão das debêntures (Nota 16). Esses recursos podem ser utilizados, exclusivamente, no programa de investimentos da Companhia relacionado com a expansão das operações de geração, transmissão e distribuição.

Em 31 de dezembro de 2001, os fundos vinculados da Companhia, no montante de R\$152, registrados como redutores de empréstimos e financiamentos (Nota 16), incluem investimentos de curto prazo no montante de R\$133, que possuem rentabilidade atrelada à variação do dólar norte-americano.

(b) Empréstimos e financiamentos

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 2001 e 2000 é R\$2.102 e R\$1.008, respectivamente.

(c) Outros instrumentos financeiros

Os valores contabilizados dos outros instrumentos financeiros da CEMIG, em reais, se aproximam dos valores justos em cada data, refletindo o vencimento de curto prazo ou a constante repactuação em 31 de dezembro de 2001 e 2000, destes instrumentos.

o

(d) Exposição a perdas com variação cambial

A exposição da Companhia ao risco das taxas de câmbio é como segue:

	31 de dezembro	
	2001	2000
Dólar norte-americano		
Empréstimos e financiamentos	1.255	1.063
Fornecedores – Energia comprada de Itaipu	-	168
Venda antecipada de energia elétrica	42	98
(-) Fundos vinculados a empréstimos e financiamentos	(133)	-
(-) Títulos e valores mobiliários – disponíveis para venda	(70)	(61)
	-----	-----
	1.094	1.268
Outras moedas		
Empréstimos e financiamentos	80	75
	-----	-----
Passivo líquido exposto ao risco cambial	1.174	1.343
	=====	=====

Após 2001, os efeitos de variação na taxa de câmbio com as obrigações relacionadas a energia comprada de Itaipu Binacional são incluídos na conta de custos adicionais da Parcela A e serão considerados nos reajustes tarifários subsequentes, conforme descrito na Nota 4.

27. PROGRAMA DE DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO

Através do Programa de Desligamento Voluntário - PDV da Companhia, disponível para os empregados no período entre 12 de março e 02 de abril de 2001 e entre 03 e 11 de maio de 2001, a Companhia contou com o desligamento de 580 empregados.

Como incentivo para adesão ao programa a Companhia ofereceu: (i) o pagamento total de 60% da remuneração mensal para cada ano de serviço na CEMIG, até um limite de 20 anos, e (ii) seguro de vida e plano de saúde pelo período de 6 meses contados a partir da data de desligamento do empregado.

Os custos totais com o programa, no montante de R\$33, foram registrados no resultado do exercício de 2001, sendo que o desligamento dos empregados foi iniciado em 02 de maio de 2001, e concluído em março de 2002.

Em 31 de dezembro de 2001, o saldo remanescente de provisão, no montante de R\$12, relacionado aos empregados que aderiram, mas ainda não se desligaram da Companhia está registrado na conta de Salários e encargos sociais.

28. DESVERTICALIZAÇÃO

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela CEMIG. Entretanto, em função dos principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG reestruturou suas operações, resultando no desmembramento de suas operações de geração, transmissão e distribuição (desverticalização) em subsidiárias integrais da CEMIG. De acordo com os contratos de concessão, a CEMIG tinha que ter completado o processo de reorganização até 31 de dezembro de 2000.

A ANEEL concedeu uma prorrogação do prazo, até 21 de setembro de 2002, para a CEMIG concluir o processo de desverticalização.

O Governo do Estado, acionista majoritário, considerando que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais, enviou um projeto de lei

para a Assembléia Legislativa, em 02 de março de 2001, propondo a reorganização da CEMIG em três companhias distintas. Este projeto de lei não foi aprovado e o processo de desverticalização ainda não foi completado. Adicionalmente, a Companhia solicitou prazo adicional para a ANEEL, o qual ainda não foi respondido.

Em 11 de novembro de 2002, a ANEEL multou a Companhia no montante de R\$6 em função da não conclusão da desverticalização. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial contra esta multa ou quaisquer outras penalidades que possam ser impostas com relação a esse assunto.

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 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 aqueles determinados no Estatuto Social e alterações na estrutura societária.

No dia 13 de setembro de 1999, o Estado de Minas Gerais ajuizou ação para anular o Acordo de Acionistas, sob o fundamento de violação das Constituições Estadual e Federal, uma vez que as disposições sobre quorum qualificado constituiriam transferência ilegal do controle da CEMIG à Southern.

Em 27 de setembro de 1999, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais concedeu liminar suspendendo efeitos das disposições sobre quorum qualificado, permanecendo no aguardo da conclusão do processo.

Em março de 2000, a 1ª Vara Estadual da Fazenda Pública sentenciou como nulo o referido acordo de acionistas.

Em 07 de agosto de 2001, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais confirmou a sentença de março de 2000, sentenciando o referido Acordo de Acionistas como nulo e sem efeito.

A Southern recorreu da sentença, não tendo sido julgado seu recurso.

30. CONCENTRAÇÃO DA FORÇA DE TRABALHO

Os empregados da CEMIG são substancialmente associados ao SINDIELETRO (Sindicato dos empregados). CEMIG e SINDIELETRO negociam anualmente um acordo coletivo que inclui aumento salarial e participação nos resultados, entre outras matérias. O acordo coletivo torna-se efetivo no mês de novembro de cada ano. O acordo coletivo de 2002 incluiu um aumento salarial médio de 11,4%.

31. SEGUROS

As apólices de seguro da Companhia para cobrir danos em suas usinas em função de riscos de incêndio ou operacional, tais como falhas de equipamentos, o expiraram em 31 de dezembro de 2001. A companhia está solicitando propostas para contratar novas apólices de seguro referentes a estes riscos.

A CEMIG não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Companhia não solicitou propostas e não possui

apólices vigentes para seguros contra grandes catástrofes que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios.

A Companhia não tem experimentado perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

32. INFORMAÇÕES RELEVANTES

Emenda à Constituição do Estado de Minas Gerais

Em 29 de outubro de 2001, A Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais, através da Emenda Constitucional Estadual nº 50, alterou a redação do artigo 14 da Constituição do Estado de Minas Gerais, inserindo os parágrafos 15, 16 e 17, conforme a seguir:

Parágrafo 15 – “Será de três quintos dos membros da Assembléia Legislativa o “quorum” para aprovação de lei que autorizar a cisão de sociedade de economia mista e de empresa pública, a alienação de ações que garantam o controle direto ou indireto dessas entidades pelo Estado ou a alteração em sua estrutura societária”.

Parágrafo 16 – “A lei que autorizar a alienação de ações de empresa concessionária ou permissionária de serviço público estabelecerá a exigência de cumprimento, pelo adquirente, de metas de qualidade de serviço e de atendimento aos objetivos sociais inspiradores da constituição da entidade.”

Parágrafo 17 – “A desestatização de empresa de propriedade do Estado prestadora de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ou de serviço de saneamento básico, autorizada nos termos deste artigo, será submetida a referendo popular.”

33. EVENTOS SUBSEQUENTES

(a) Novos encargos tarifários a serem rateados entre os consumidores

A ANEEL autorizou, através da Resolução 71, de 07 de fevereiro de 2002, encargos especiais a serem aplicados em determinados consumidores, com o objetivo de gerar recursos para cobrir os custos da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (“CBEE”), em caso de futura insuficiência de energia. Estes encargos especiais aos consumidores são resumidos como segue:

- **Encargo de capacidade emergencial – Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa incorridos pela CBEE na aquisição de capacidade de geração contratada serão rateados entre os consumidores finais de energia elétrica de forma proporcional ao consumo verificado, (excluindo-se os consumidores residenciais de baixa renda), devendo ser individualizados e identificados na fatura de energia elétrica do consumidor sob o título de “encargo de capacidade emergencial”, no valor de R\$ 4,90/MWh, com revisão ao final de cada trimestre pela ANEEL.**
- **Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial - Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa incorridos pela CBEE na aquisição de energia elétrica contratada serão rateados entre os consumidores finais de energia elétrica de forma proporcional ao consumo individual verificado, (excluindo-se os consumidores residenciais e rurais de baixa tensão e consumidores residenciais de baixa renda, com consumo mensal abaixo de 350 kWh/mês). Estes encargos deverão ser individualizados e identificados na fatura de energia elétrica do consumidor sob o título de “encargo de capacidade emergencial”.**

Os encargos de aquisição de energia elétrica emergencial seriam impostos apenas se os reservatórios hidrelétricos estiverem baixos. Desta forma, essas taxas não foram aplicadas em 2002, considerando a recuperação do nível dos reservatórios durante o ano.

Os encargos de capacidade emergencial e aquisição de energia elétrica emergencial estarão em vigor até 30 de junho de 2006, data estabelecida para extinção da CBEE.

(b) Novo manual de contabilidade para as companhias brasileiras de eletricidade

O novo manual de contabilidade para as companhias brasileiras de eletricidade foi emitido pela ANEEL com aplicação a partir de 1º de janeiro de 2002. A aplicação das mudanças resultantes do novo manual de contabilidade não terão um impacto material nas demonstrações financeiras preparadas em conformidade aos princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos.

(c) Aumento de tarifa

Em 4 de abril de 2002, a ANEEL concedeu a CEMIG um reajuste médio de 10,51% nas tarifas, com entrada em vigor a partir de 8 de abril de 2002.

(d) Medida Provisória nº 14 convertida em lei

Em 26 de abril de 2002, a Medida Provisória nº 14 (que regulamenta os efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico) foi convertida na Lei nº 10.438.

(e) Matérias aprovadas na Assembléia Geral Ordinária em 30 de abril de 2002

A Assembléia Geral Ordinária de 30 de abril de 2002 aprovou as seguintes matérias:

- Pagamento de dividendos adicionais no montante de R\$112 em conformidade às demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira. Os dividendos declarados em 2001, como juros sobre capital próprio, no montante de R\$103 e os dividendos adicionais, no montante de R\$112, totalizando R\$215, foram pagos em 30 de setembro de 2002.
- Capitalização de reservas no montante de R\$32 em 30 de abril de 2002. O aumento de capital foi feito através da emissão de novas ações com valor nominal de R\$0,01 por ação. As novas ações foram distribuídas aos acionistas em conformidade a participação no capital anterior a nova emissão, de forma que a participação no capital social não sofreu alteração. A alteração no número de ações e capital é como segue:

<u>Milhares de ações</u>	<u>31 de dezembro de 2001</u>	<u>Emissão de novas ações</u>	<u>30 de abril de 2002</u>
Ações preferenciais	89.504.020	1.775.631	91.279.651
Ações ordinárias	69.495.478	1.378.690	70.874.168
Total ações autorizadas e emitidas	158.999.498	3.154.321	162.153.819
Ações em tesouraria	(67.783)	(1.345)	(69.128)
Total de ações em circulação	158.931.715	3.152.976	162.084.691

Capital social	31 de dezembro de 2001	Capitalização da reserva	30 de abril de 2002
Ações preferenciais	786	18	804
Ações ordinárias	610	14	624
Total	1.396	32	1.428

Os efeitos financeiros das ações em tesouraria não estão apresentados na tabela acima em função de serem inferiores a R\$1.

- Alteração no Estatuto Social para estabelecer um novo critério de dividendos mínimos, de acordo com modificações na legislação societária brasileira. As ações preferenciais terão prioridade no pagamento de dividendos e será estabelecido um dividendo mínimo igual ao maior valor entre 10% do capital preferencial ou 3% da participação das ações preferenciais no patrimônio líquido das demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira.
- Emissão de debêntures pela CEMIG (não conversíveis em ações da CEMIG e sem qualquer preferência ou garantia) no montante de R\$90. Os recursos obtidos através da emissão deverão ser utilizados na construção da Usina de Irapé. Em 30 de setembro de 2002, a CEMIG emitiu a primeira série, no montante de R\$23.

(f) Dividendos de 2002 aprovados

Em 20 de maio de 2002 e 19 de dezembro de 2002, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de juros sobre capital próprio em substituição aos dividendos de 2002 no montante de R\$120 e R\$100, respectivamente. O Conselho de Administração ainda não estabeleceu a data de pagamento destes dividendos.

(g) Despesa relevante com variação cambial em 2002

Devido à desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano em 2002, que teve efeito negativo no resultado de 2002, a Companhia registrou uma despesa cambial relevante, de aproximadamente R\$736, resultando no aumento de suas despesas financeiras. Durante 2002, a desvalorização do real foi de 52,6% em relação ao dólar norte-americano.

(h) Empréstimo do BNDES para liquidação das obrigações no MAE

Em 07 de fevereiro de 2003, a CEMIG obteve um empréstimo junto ao BNDES, no montante de R\$335. Este empréstimo tem incidência de juros anuais de 1,00% e atualização monetária pela variação com base na SELIC. O empréstimo deverá ser pago através de 60 parcelas mensais, de 15 de março de 2003 a 15 de fevereiro de 2008 é garantido por 3,27% da receita mensal de fornecimento de energia para consumidores finais.

34. PRONUNCIAMENTOS RECENTES DE U.S. GAAP

Em junho de 2001, o *Financial Accounting Standards Board* ("FASB") emitiu o SFAS 141 – *Business Combinations* (Combinações de negócios). O SFAS 141 exige que o “*purchase accounting method*” (método contábil de compras) para as combinações de negócio iniciadas a partir de 30 de junho de 2001, eliminando o “*pooling of interests method*” (método de fusão de interesses). A implementação deste

pronunciamento não implicou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para 2001.

Em junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 142 – *Goodwill and Other Intangible Assets* (Ágio e Outros Ativos Intangíveis). O SFAS 142 normatiza a contabilização e as divulgações para o ágio adquirido e outros ativos intangíveis e substitui o *APB Opinion 17, Intangible Assets* (Ativos Intangíveis). O SFAS 142 também altera o SFAS 121 – *Accounting for the Impairment of Long Lived Assets and for Long Lived Assets to Be Disposed Of* (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados) uma vez que exclui de seu escopo o ágio e ativos intangíveis que não são amortizados. O SFAS 142 define a forma pela qual os ativos intangíveis que foram adquiridos individualmente ou em grupo com outros ativos (exceto aqueles adquiridos através de combinação de negócios) deverão ser registrados nas demonstrações financeiras quando de sua aquisição. Este pronunciamento também define a forma pela qual o ágio e os outros ativos intangíveis deverão ser contabilizados depois de serem inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras. As disposições do SFAS 142 têm sua aplicação requerida para os anos fiscais a se iniciarem depois de 15 de dezembro de 2001. A aplicação antecipada é permitida para companhias cujos anos fiscais iniciaram após 15 de março de 2001, desde que as primeiras demonstrações financeiras intercalares não tenham sido emitidas. Exceção à data de aplicação do SFAS 142 é feita para o ágio e ativos intangíveis adquiridos após 30 de junho de 2001, que serão imediatamente objeto das disposições de não-amortização e amortização deste pronunciamento. Baseado no fato de que a CEMIG não possuía nenhum ágio ou ativo intangível em montante material, a implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia em 2001.

Em junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 143 – *Accounting for Asset Retirement Obligations* (Contabilização para obrigações com ativos descontinuados). O SFAS 143 requer que o valor justo do passivo com ativo descontinuado seja reconhecido no período em que ele ocorreu, se for possível a realização de estimativa razoável do valor justo deste passivo. Pelo SFAS 143, o passivo com ativo descontinuado é descontado e ajuste de despesa é reconhecido, utilizando-se a taxa de juros livre de risco ajustada em vigor no momento em que o passivo foi inicialmente reconhecido. Além disto, os requerimentos de divulgação contidos no SFAS 143 irão prover mais informações a respeito das obrigações com ativos descontinuados. O SFAS 143 é efetivo para demonstrações financeiras publicadas cujos anos fiscais se iniciaram após 15 de junho de 2002, com aplicação antecipada recomendada. A implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em agosto de 2001, o FASB emitiu o SFAS 144 – *Accounting for the Impairment or Disposal of Long Lived Assets* (Contabilização de perda ou alienação de ativos de longo prazo), que substitui o SFAS 121 – *Accounting for the Impairment of Long Lived Assets and for Long Lived Assets to be Disposed Of* (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados) mas mantém disposições fundamentais do SFAS 121 tais como: (a) reconhecimento/mensuração da perda em ativos de longo prazo a serem mantidos e utilizados, e (b) mensuração de ativos de longo-prazo que serão baixados por venda. O SFAS 144 também substitui as disposições sobre contabilização e divulgação do APB 30 – *Reporting the Results of Operations* (Divulgação dos resultados das operações) para segmentos de negócio que serão vendidos, mas mantém os requerimentos do APB 30 para divulgar operações descontinuadas separadamente das operações continuadas e estende as divulgações para o componente da entidade que tenha sido vendido ou classificado como disponível para venda. O SFAS 144 é efetivo para os anos fiscais a se iniciarem após 15 de dezembro de 2001 e para períodos intercalares dentro destes anos, com aplicação antecipada recomendada. Como o SFAS 144 é muito similar ao SFAS 121, a implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em abril de 2002, o FASB emitiu o SFAS 145 – *Rescission of FASB Statements No. 4, 44 and 64, Amendment of FASB Statement No. 13 and Technical Corrections* (Rescisão dos pronunciamentos FASB No. 4, 44 e 64, alteração do pronunciamento FASB No.13 e correções técnicas). O SFAS 145 rescinde o

SFAS 4 – *Reporting Gains and Losses from Extinguishment of Debt* (Divulgação de ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas), que determina que todos os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam agrupados e classificados como item extraordinário, se material. O SFAS 145 determina que os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam classificados como extraordinários somente quando forem atendidos critérios definidos no APB 30, que distinguem transações que são parte de operações recorrentes daquelas que são não-usuais ou infrequentes, ou que atendem critérios para classificação como item extraordinário. O SFAS 145 altera o SFAS 13 – *Accounting for Leases* (Contabilização de arrendamentos), que determina que as modificações nos arrendamentos que gerarem efeitos econômicos similares às transações de “sale-leaseback” devem ser registradas da mesma maneira às transações de “sale-leaseback”. Além disto, o SFAS 145 rescinde o SFAS 44 – *Accounting for Intangible Assets of Motor Carriers* (Contabilização de ativos intangíveis em “motor carriers”) e o SFAS 64 – *Extinguishments of Debt Made to Satisfy Sinking Funds Requirements* (Extinção dos dívidas realizadas para satisfazer requerimentos de fundos de liquidação), que não são atualmente aplicáveis à Companhia. As disposições do SFAS 145 relacionadas à rescisão do SFAS 4 devem ser aplicadas no ano fiscal de 2003. Algumas disposições relacionadas ao SFAS 13 são efetivas para transações ocorridas após 15 de maio de 2002. A implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em junho de 2002, o FASB emitiu o SFAS 146 – *Accounting for Costs Associated with Exit or Disposal Activities* (Contabilização de custos associados com a saída ou alienação de atividades). Este pronunciamento normatiza a contabilização e divulgação dos custos associados com a saída ou alienação de atividades e anula o pronunciamento EITF 94-3 – *Liability Recognition for Certain Employee Termination Benefits and Other Costs to Exit an Activity (including Certain Costs Incurred in a Restructuring)* (Reconhecimento da extinção de certos benefícios pós-emprego e outros custos com saída de uma atividade (incluindo certos custos incorridos em reestruturação)). A principal diferença entre este pronunciamento e o EITF 94-3 refere-se aos seus requerimentos para reconhecimento das obrigações relativas aos custos associados com a saída ou alienação de atividades. Este pronunciamento determina que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou alienação de atividade seja reconhecida quando a obrigação é incorrida. Conforme EITF 94-3, uma obrigação para um custo de saída era reconhecida na data de comprometimento da entidade com o plano de saída. A conclusão fundamental a que chegou o Colegiado neste pronunciamento é que o compromisso de uma entidade com um plano a ser desenvolvido por ela mesma não cria uma obrigação presente com outros que vai ao encontro da definição de obrigação. Este pronunciamento também estabelece que o valor justo é o objetivo para a apuração inicial da obrigação. Este pronunciamento aperfeiçoa a divulgação das demonstrações financeiras por determinar que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou baixa de atividades seja reconhecida e mensurada inicialmente pelo valor justo, apenas quando a obrigação é incorrida. A contabilização para eventos e circunstâncias similares será a mesma, melhorando a comparabilidade e a veracidade das informações financeiras divulgadas. As determinações deste pronunciamento são efetivas para saída ou alienação em atividades que serão iniciadas após 31 de dezembro de 2002, com aplicação antecipada recomendada. A Companhia não espera que a adoção do SFAS 146 venha a ter um impacto significativo no resultado de suas operações consolidadas, posição financeira ou fluxo de caixa.

○ * * * * *

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social, conforme alterado, vigente desde 24 de outubro de 2002.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001 celebrado entre nossa empresa, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência à Declaração de Registro do Formulário F-6 relativo às ADSs arquivadas em 20 de agosto de 2001 (Registro N.º 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 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.3	Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, Chase Trust Bank e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A. tendo por objeto US\$150.000.000,00 de nossas Notas de 9,125% com vencimento em 2004 (incorporado por referência ao Anexo 2.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.4	Aditamento do Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 11 de outubro de 2001 celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, Chase Trust Bank e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A. tendo por objeto US\$150.000.000,00 de nossas Notas de 9,125% com vencimento em 2004
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.3	Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.3 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.4	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência

ao Anexo 4.4 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).

- 4.5 Primeiro Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de janeiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.6 Segundo Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.7 Terceiro Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.8 Instrumento Particular Cobrindo a Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datado de 4 de outubro de 2001, entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, relativo à primeira emissão pública de R\$625 milhões de debêntures ordinárias, dívidas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência.
- 4.9 Contrato de Financiamento mediante Extensão de Crédito N.º 02.2.962.3.1, datado de 7 de fevereiro de 2003, entre o BNDES e CEMIG e Terceiros Intervenientes.
- 99.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002, de 25 de março de 2003.
- 99.2 Certificado do Diretor Presidente de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002, de 25 de março de 2003.

Omitimos da relação de anexos arquivados ou incorporados como referência neste relatório anual certos instrumentos e contratos relativos à nossa dívida de longo prazo, tendo em vista que nenhum deles confere garantias em um valor total superior a 10% do total de nosso ativo. Concordamos, neste ato, em fornecer à Comissão cópias de tais instrumentos ou contratos omitidos conforme solicitado por essa Comissão.

ASSINATURAS

Certificamos, por meio deste instrumento, que nossa empresa atende a todas as exigências para arquivamento contidas no Formulário 20-F e fizemos com que o presente relatório anual fosse firmado em nosso nome pelo abaixo 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: 25 de março de 2003

CERTIFICADOS

Eu, Djalma Bastos de Moraes certifico que,

1. Revisei este relatório anual de acordo com o Formulário F-20 da CEMIG;
2. Salvo melhor juízo, este relatório anual não contém qualquer declaração não verdadeira de um fato relevante ou omite a declaração de qualquer fato relevante a fim de tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias sob as quais foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório anual;
3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais demonstrações incluídas neste relatório anual, apresentam de forma razoável, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da registrante no e para os períodos apresentados neste relatório anual.

_____/ass.: Djalma Bastos de Moraes_____
Nome: Djalma Bastos de Moraes
Cargo: Diretor Presidente

Data: 25 de março de 2003

Eu, Flávio Decat de Moura certifico que,

1. Revisei este relatório anual de acordo com o Formulário F-20 da CEMIG;
2. Salvo melhor juízo, este relatório anual não contém qualquer declaração não verdadeira de um fato relevante ou omite a declaração de qualquer fato relevante a fim de tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias sob as quais foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório anual;
3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais demonstrações incluídas neste relatório anual, apresentam de forma razoável, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da registrante no e para os períodos apresentados neste relatório anual.

_____/ass.: Flávio Decat de Moura_____
Nome: Flávio Decat de Moura
Cargo: Diretor Financeiro

Data: 25 de março de 2003

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

Acesita	33
ADRs	2
ADSS.....	2
ALCOA.....	43
American Depositary Receipts	2
American Depositary Shares.....	2
ANA.....	A-17
ANEEL	2
Anexo V.....	27
Regulamentos do Anexo V	104
ASMAE	A-6
Tarifa média.....	57
Rede Básica de Transmissão.....	27
BNDES	60, 103
Junta Comercial de Minas Gerais	94
Brasil.....	1
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.....	1
CBEE	86
Conta CCC.....	45, A-16
CCQ.....	45
Conta CDE.....	A-16
CEB	34
CEMIG	1
Banco Central	7
CERJ.....	A-15
CESP.....	A-15
CGSE	A-4
CHESF.....	A-1
Mcd.....	44
CNPE.....	A-6
Código.....	105
COFINS	62
mercado comercial	7
Comissão.....	1
ações ordinárias.....	2
Companhia.....	1
CONAMA	48, A-17
Lei de Concessões.....	13
COPAM.....	47
CORDs.....	49
COS	49
CPMF.....	64
Conta CRC.....	11
Contrato da Conta CRC	11
Plano Cruzado.....	84
CVM	23
CVRD	33
DETEL/MG	79
DNAEE.....	9, A-6
Dólares.....	1

EITF 92-07	55
Eletrobrás	36, A-1
Eletronorte	A-1
Eletronuclear	A-2
Eletrosul	A-1
Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica	59
MRE	A-16
ESCELSA	A-14
Falência	25
FASB	71
FEAM	47
Governo Federal	3, A-1
consumidores finais	13
mercado flutuante	7
Forluz	16
Furnas	63, A-1
Gasmig	26
GCE	A-3
PIB	A-2
Acordo Geral do Setor Elétrico	27, A-4
Gerasul	A-2
GW	2
Retorno garantido	A-7
GWh	2
IBAMA	48, A-17
IBGE	A-2
IGP-DI	1
IGP-M	68, A-8
Infovias	26
IOF	109
IPHAN	48
PIE	30, A-11
Itaipu	18
kW	2
kWh	2
LATIBEX	92
MAE	13, A-4
valor do dividendo obrigatório	87
Acordo de Mercado	A-6
MGI	46
Minas Gerais	2
MMA	A-17
MME	A-1
MVA	31
MW	2
MWh	2
Conselho Monetário Nacional	23
Detentor não brasileiro	106
taxa para compra ao meio-dia	1
NYSE	24
ONS	30, A-6
OTC	90
Custos da Parcela A	27

PASEP	62
PCBs	49
PLC	50
ações preferenciais	2
R\$	1
Reais	1
Real	1
reajuste extraordinário regulatório de tarifa	63
RFB	A-13
Fundo RGR	64, A-8
Bolsa de Valores de São Paulo	24
Securities Act	25
SELIC	102
SFAS N°. 71	54
SIESE	A-2
SISNAMA	A-17
Southern	9
Disposições sobre Quorum Qualificado	101
APEs	12, A-13
Governo Estadual	3
TFSEE	A-16
dólares dos Estados Unidos	1
princípios contábeis norte-americanos	1
Detentor norte-americano	105
Fundo UBP	A-16
Dólar dos Estados Unidos	1
US\$	1
Usiminas	33
VAT	54
Fator X	28, A-9

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Gigawatt (GW): Um bilhão de watts (1.000.000.000 de watts ou 1.000 megawatts).

Gigawatt-Hora (GWh): Um gigawatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou um bilhão de watts-hora.

Alta Voltagem ou Tensão: Classe de sistema de voltagens nominais igual ou maior a 100.000 volts e menor que 230.000 volts.

Quilovolt (kV): Mil volts.

Quilowatt (kW): Mil watts.

Quilowatt-hora (kWh): Um quilowatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou mil watts-hora.

Megawatt (MW): Um milhão de watts.

Megawatt-Hora (MWh): Um megawatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou um milhão de watts-hora.

Megavoltampére (MVA): Mil Volt-ampéres.

Subestação: Conjunto de equipamentos que realiza chaveamentos e/ou altera ou regula a voltagem da eletricidade de um sistema de transmissão e distribuição.

Volt: Unidade básica de voltagem elétrica.

Watt: Unidade básica de energia elétrica.

ANEXO A O Setor Elétrico Brasileiro

Aspectos Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro consiste de dois grandes sistemas interligados - um para as Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil e o outro para as Regiões Norte e Nordeste - e vários sistemas isolados menores no norte e oeste. Os dois sistemas grandes (que juntos respondem por 97% da capacidade no Brasil) são interligados por uma rede de transmissão de alta voltagem de 1.000 MW.

Os abundantes recursos hídricos do Brasil são administrados por meio de reservatórios de armazenamento. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica de 260.000 MW, dos quais foram desenvolvidos apenas 25%.

A tabela abaixo apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica no sistema de energia interligada do Brasil, dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até 30 de setembro de 2002 em MW.

<u>Ano</u>	<u>Hidrelétrica</u>	<u>Termelétrica</u>
1991	45.808	3.789
1992	46.995	3.672
1993	47.834	3.514
1994	49.136	3.490
1995	50.582	3.490
1996	52.266	3.724
1997	53.664	3.730
1998	55.519	3.903
1999	57.724	4.135
2000	59.452	6.217
2001	62.807	11.891
2002 (até 30 de setembro de 2002)	64.090	7.527

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS

O Brasil apresenta capacidade instalada no sistema de energia interligada de 80,9 GW, da qual aproximadamente 79% é hidrelétrica. A capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu, a maior usina hidrelétrica em operação do mundo com 12.600 MW de capacidade detida em partes iguais por Brasil e Paraguai. O Ministério de Minas e Energia, ou MME, desenvolveu um plano de expansão de dez anos 2001/2010 nos termos do qual a capacidade instalada do Brasil deverá aumentar para 110,6 GW até 2010, da qual 17% deverá ser termelétrica e 83% hidrelétrica. Há aproximadamente 190.000 quilômetros de redes de transmissão no Brasil.

Aproximadamente 47% da capacidade de geração instalada e 50% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operados pelas Centrais Elétricas Brasileira S.A., ou Eletrobrás, empresa detida pelo governo federal do Brasil ou simplesmente Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação da política elétrica e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. Controla quatro subsidiárias regionais responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de eletricidade no norte, nordeste e sudeste do Brasil: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte; Companhia Hidrelétrica do São Francisco, ou CHESF; Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas; e Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., ou Eletrosul (excluindo-se os ativos de

geração da Eletrosul que constituíram as Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., ou Gerasul, privatizada em 1998). Contudo, em consequência da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, essas empresas estatais têm modificado seus papéis, passando de concessionárias de desenvolvimento regional as companhias de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A., ou Eletronuclear, uma sociedade constituída subsequente à cisão parcial de Furnas. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são controladas por companhias de eletricidade estatais. A distribuição é efetuada por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais, em sua maioria privatizadas recentemente pelo Governo Federal ou por governos estaduais. Espera-se que o programa de privatização tenha continuidade, diminuindo, dessa forma, a detenção pelo poder público de instalações de distribuição e geração.

Oferta e Demanda de Eletricidade

Entre 1986 e 2001, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu aproximadamente 3,7% ao ano (de 166.734 GWh para 283.798 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 6,2% ao ano (de 25,6 milhões para 49,5 milhões) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 5,5% ao ano (de 42.619 MW para 77.580 MW). A tabela a seguir apresenta o crescimento do consumo de eletricidade, população e taxa de crescimento do produto interno bruto, ou PIB, do Brasil, de 1986 a 30 de setembro de 2002.

Ano	Consumo de Eletricidade (em GWh)	Consumo de Eletricidade (% de Crescimento)	Crescimento do PIB (%)	População (em milhões)
1986	166.734	10,60	7,5	134,7
1987	179.067	7,40	3,5	137,3
1988	187.373	4,64	(0,1)	139,8
1989	196.069	4,64	3,2	142,3
1990	204.440	4,27	(4,3)	147,6
1991	213.483	4,42	0,3	149,9
1992	217.408	1,84	(0,8)	152,2
1993	226.179	4,03	4,2	154,5
1994	231.641	2,41	6,0	156,8
1995	248.693	7,36	4,3	159,0
1996	259.322	4,27	3,6	161,2
1997	276.798	6,74	3,0	163,5
1998	284.709	2,86	0,1	165,7
1999	292.188	2,63	0,8	167,9
2000	305.570	5,22	4,4	170,1
2001	283.798	(7,70)	1,5	172,4
2002 (até 30 de setembro de 2002)	214.518	(6,00)	0,9	172,4

Fontes: *Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica* ou SIESE; *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística* ou IBGE e o MME.

Entre 1986 e o final de 2001, o consumo de eletricidade no Brasil em regra cresceu a uma taxa mais rápida do que o PIB do país, com exceção de 1993 e 1994, anos nos quais indústrias intensivas de mão-de-obra baixaram sua produção. Mesmo em anos nos quais o PIB apresentou crescimento negativo, aumentou o consumo de eletricidade. O crescimento do consumo de eletricidade total teve média de 7,4 % ao ano entre 1970 e 2000. De acordo com o Relatório de Planejamento Detalhado do período 2001 - 2010 do MME, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir 5,9% ao ano par o respectivo período de 10 anos. A tabela a seguir ilustra a composição prevista da taxa de crescimento de consumo por região:

Taxa de Crescimento de Consumo (ao ano)

Período	Taxa de Crescimento de Consumo (ao ano)				Sul Integrada	Média do Brasil
	Norte Isolada ⁽¹⁾	Norte Integrada	Nordeste Integrada	Sudeste/Centro-Oeste Integrada		
2000 – 2005	9,6%	6,4%	6,5%	5,2%	6,2%	5,7%
2005 – 2010	10,1%	10,1%	6,8%	5,4%	6,4%	6,1%
2000 – 2010	9,9%	8,2%	6,6%	5,3%	6,3%	5,9%

Fonte: GCPS

(1) A parte “isolada” da região Norte se refere à parte da Região Norte que não está conectada à rede básica.

A tabela a seguir fornece informações sobre as probabilidades de racionamento de energia nas Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste nos próximos anos:

Região	Probabilidade de Racionamento de Energia			
	2002	2003	2004	2005
Sul	1,0	0,0	0,0	1,5
Sudeste/Centro-Oeste	0,4	1,0	0,0	1,6
Norte	1,0	8,2	1,1	3,7
Nordeste	0,4	2,2	4,2	
				5,2

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS, Planejamento de Operações para o ano de 2002.

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no último plano de 10 anos da Eletrobrás.

Restrições e Racionamento

O baixo volume de chuvas no ano de 2000 e no começo de 2001, bem como o crescimento acentuado da demanda de energia resultaram em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas de geração do Brasil. Em resposta a essas condições, o presidente do Brasil editou uma medida provisória e um decreto em 15 de maio de 2001. A Medida Provisória N.º 2.147 (atualizada pela Medida Provisória N.º 2.152-2, em 1º de junho de 2001) criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE. A GCE divulgou sua primeira resolução em 16 de maio de 2001, que prevê que as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sudeste do Brasil deveriam suspender o fornecimento de (i) distribuição de eletricidade a novos usuários (exceto consumidores residenciais e rurais); (ii) aumento de eletricidade a usuários existentes; (iii) serviço de eletricidade a eventos, tais como festivais, circos e eventos esportivos noturnos; e (iv) serviço de eletricidade para uso ornamental e de publicidade. A resolução também exige a redução de no mínimo 35% no fornecimento de iluminação em espaços públicos. O Decreto Presidencial N.º 3.818 exige que o Governo Federal reduza seu consumo de energia elétrica em 15% em maio de 2001, 25% em junho de 2001 e 35% até 1º de julho de 2001.

Ademais, em 18 de maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas tendo em vista os consumidores de energia elétrica. As medidas de racionamento de energia foram impostas a consumidores industriais, comerciais e residenciais nas áreas mais industrializadas e densamente populosas a partir de 1º de junho de 2001. Essas medidas exigem que os consumidores residenciais reduzam o seu consumo de eletricidade em um quinto do consumo médio residencial durante maio,

junho e julho de 2000. Consumidores industriais e comerciais deverão reduzir seu consumo em 15% e 25% da média de consumo no mesmo período anteriormente mencionado. O Governo Federal também estabeleceu que consumidores residenciais que deixaram de reduzir seu consumo e consumiram acima de 200 KWh ao mês estariam sujeitos à sobretaxa de 50% aplicável à parcela de seu consumo entre 201 KWh e 500 KWh, e de 200% de sobretaxa aplicável à parcela de seu consumo que exceda 500 KWh por mês, enquanto que os consumidores que reduzirem seu consumo de acordo com as reduções determinadas receberão pagamentos como recompensa com base na medida de sua redução no consumo. Esses pagamentos serão efetuados de fundos cobrados das sobretaxas descritas acima. Os consumidores de todas as classes que deixarem de reduzir o consumo conforme as quantias especificadas também poderão estar sujeitos a cortes de energia. As medidas de racionamento de energia foram finalmente suspensas em 1º de março de 2002.

Como resultado da suspensão das medidas de racionamento, o Governo Federal, extinguiu por meio do Decreto N.º 4.261 de 6 de junho de 2002, o GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico ou CGSE, para substituir a GCE na função de coordenar as medidas de revitalização do setor elétrico e dar suporte ao Governo Federal nos assuntos referentes a essa área.

Ações do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade

Em 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, mediante o Ato do Executivo N.º 4, aprovado pela Lei N.º 10.310 de 22 de Novembro de 2001, determinou que as concessionárias de eletricidade sejam reembolsadas pelas despesas associadas aos pagamentos de bônus a consumidores e outras despesas relacionadas, que tenham excedido as sobretaxas. A ANEEL estabeleceu os procedimentos e prazos referentes a tais reembolsos. Quaisquer revisões feitas pela ANEEL aos montantes de nossos reembolsos poderão resultar em alterações nos valores utilizados nos demonstrativos financeiros de 31 de Dezembro de 2001, impactando assim em nossos futuros resultados financeiros.

Em virtude das medidas de racionamento, as companhias de geração e distribuição de eletricidade procuraram orientação em relação à aplicabilidade do Anexo V aos seus contratos iniciais. O Anexo V de contratos iniciais foi estabelecido para proteger companhias de distribuição da redução dos volumes de vendas e limitar o encargo financeiro das companhias de geração durante períodos de racionamento e prevê uma redução do valor de energia contratada entre companhias de distribuição durante períodos de racionamento e quando da ocorrência de certos eventos. Em virtude da escassez de chuvas, algumas companhias de geração deixaram de produzir energia à taxa normal. Como consequência, essas companhias não puderam entregar a quantidade de energia contratada e foram obrigadas a comprar energia no mercado à vista do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE, a preços significativamente mais altos do que os preços contratados.

Em 12 de dezembro de 2001, mediante a Medida Provisória N.º 14, aprovada pela Lei N.º 10.438 de 26 de Abril de 2002, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico o qual propõe solucionar questões referentes ao Plano de Racionamento de Energia, prevendo a compensação das perdas relacionadas ao racionamento de companhias brasileiras de geração e distribuição e restaurando o equilíbrio econômico aos contratos de concessão, os quais sofreram um desequilíbrio durante o período de racionamento.

Conforme os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, o Anexo V dos contratos iniciais foi substituído por um aumento extraordinário da tarifa aplicável a consumidores finais que compensaria tanto as companhias de geração como as companhias de distribuição pelas perdas relacionadas ao racionamento. O aumento da tarifa permanecerá em vigor até que os montantes recuperáveis sejam cobrados, que esperamos, levará aproximadamente seis anos e meio.

Ademais, o Acordo Geral do Setor Elétrico estabelece custos de racionamento relacionados à Parcela A, cada companhia de distribuição poderá diferir e repassar a seus consumidores através de um

aumento extraordinário da tarifa. Os custos da Parcela A são limitados pelos contratos de concessão ao custo da energia comprada e certos outros custos e impostos. A ANEEL concedeu aumentos de tarifas para a recuperação de uma parte dos custos da Parcela A anteriormente diferidos.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabelece também que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, tornará disponíveis empréstimos relativos a 90% dos montantes recuperáveis em adiantamento ao aumento de tarifa por meio de empréstimos efetuados antes da respectiva recuperação, por meio das tarifas. Os empréstimos serão amortizados durante o período de cobrança do aumento da tarifa. Em 3 de fevereiro de 2003, celebramos um contrato de empréstimo com o BNDES no valor principal de U\$396.7 milhões de acordo com o qual contraímos um empréstimo no valor de R\$335 milhões. Vide “Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

Matérias Legais e Regulatórias

O Governo Federal procedeu a ampla reforma no setor elétrico no passado recente. Em termos genéricos, essas medidas visaram a delegar autoridade regulatória a agências independentes aumentando o papel de empresas privadas (inclusive investidores estrangeiros) na geração e distribuição de eletricidade e aumentando a concorrência no setor. Esses acontecimentos acarretaram profundas mudanças no cenário normativo e concorrencial em que operamos. Não é possível prever o impacto global que essas alterações terão sobre nossa empresa e resultado operacional.

Objetivos da Reforma

O setor elétrico brasileiro abrange precipuamente atividades de geração, transmissão e distribuição isoladas em um pequeno número de companhias verticalmente integradas tradicionalmente detidas pelos governos federal ou estadual. Durante os últimos quatro anos, muitas das empresas controladas pelo governo foram privatizadas em um esforço para promover eficiência e concorrência no setor. O Governo Federal sempre declarou seu objetivo de transformar o setor público em privado.

Como parte da tentativa do Governo Federal de promover investimentos privados, incentivar a eficiência, reduzir seu papel no setor elétrico brasileiro e aumentar o nível de concorrência no setor, um novo sistema regulatório começou a ser desenvolvido. Os objetivos do novo sistema regulatório incluem:

- (i) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- (ii) criação do MAE;
- (iii) instituição do ONS (conforme definição abaixo) para assegurar despacho e acesso otimizado a redes de transmissão;
- (iv) estabelecimento de certas restrições de concentração a titularidade nas áreas de geração e distribuição; e
- (v) a nomeação do BNDES como “agente financeiro” do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Agências Reguladoras

Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. O DNAEE possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. A principal competência regulatória

do setor atualmente foi delegada à agência independente, ANEEL, que foi instituída em 26 de dezembro de 1996 e estabelecida em outubro de 1997. A ANEEL é responsável por (i) deliberar em licitações e contratos para concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (ii) determinar métodos de revisão de tarifas e fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de eletricidade; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal; (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos; (vi) solucionar disputas administrativas entre agentes do setor de energia; (vii) editar regulamentos de defesa da concorrência e monitorar o cumprimento de leis de defesa da concorrência; e (viii) impor multas em decorrência da violação de lei e quebra de contrato.

No passado, a construção de novas instalações de geração e o nível de produção permitiram que instalações existentes ficassem sujeitas a regulamentação de dois comitês coordenados pela Eletrobrás, que eram compostos de representantes de cada uma das principais concessionárias, inclusive a nossa. Esses comitês eram responsáveis pela elaboração e revisão periódica de planos que estabeleciam o número, localização, capacidade de geração e cronogramas de construção de usinas a serem construídas em cada região. Os contratos de fornecimento entre as companhias de eletricidade em determinada região baseavam-se em esquema de alocação estabelecido pelos comitês.

Em 1996 foi escolhido um consórcio pelo MME e a Eletrobrás para conduzir um estudo sobre a reforma do setor elétrico no Brasil. O objetivo dessa reforma era concentrar as atividades do Governo Federal em matérias regulatórias e transferir as responsabilidades de operação e investimento ao setor privado, permitindo a introdução da concorrência no setor.

Em agosto de 1997 foi criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O CNPE recomendou ao Presidente da República a instituição de política energética a fim de: (i) promover o aproveitamento racional das fontes de energia brasileiras; (ii) garantir o fornecimento de energia às áreas mais remotas do país; e (iii) estabelecer diretrizes para regular o uso de gás natural, álcool, carvão e energia termonuclear.

Entre 1998 e 1999, três novas instituições foram criadas:

(i) o MAE instituído pelo Governo Federal em maio de 1998 por meio do Acordo de Mercado (contrato padrão que foi aprovado em janeiro de 1999 pela ANEEL e implementado em agosto de 2000 pela Resolução N.º 290 o qual estabelece normas de negociação, aloca custos e prevê mecanismos de solução de litígios entre os agentes de mercado);

(ii) o Operador Nacional do Sistema – ONS, entidade sem fins lucrativos criada para coordenar e controlar operações de geração e transmissão do sistema interligado. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: planejamento de operações de geração, organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, garantia de acesso de todos os agentes do setor à rede de transmissão de maneira não discriminatória e contribuição para a expansão dos sistemas de eletricidade a baixos custos com vistas à melhoria das condições operacionais no futuro;

(iii) a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE, entidade que administra o MAE e que, desde setembro de 2000, é responsável por sistema baseado na Internet que recebe ofertas de energia, contratos e leituras de medidores de organizações participantes e promove as liquidações do mercado. A ASMAE também desempenha as seguintes funções: manutenção das informações de participantes; administração; cálculo de multas; pré-faturamento; e publicação e informações de fixação de preços e negociação por intermédio de portal da Web.

Ademais, a administração e supervisão da aplicação das normas do Acordo de Mercado é desempenhada pelo Comitê Executivo do Acordo de Mercado que é composto de representantes eleitos pelos signatários do Acordo de Mercado.

Devido a problemas na administração da ASMAE em razão de litígios referentes à instituição de procedimentos para prestação de contas e liquidação de operações sendo conduzidas no mercado, a ANEEL, através da Resolução N.º 162 de 20 de abril de 2001, estipulou que as funções da ASMAE exigem autorização e supervisão da ANEEL. Além disso, a ANEEL mudou a estrutura da ASMAE em relação ao seu Comitê Executivo. Esta foi a primeira intervenção da ANEEL no mercado.

Em 15 de maio de 2001, em resposta ao baixo volume de chuvas em 2000 e no começo de 2001, bem como o acentuado crescimento na demanda de energia, o Governo Federal anunciou um programa de racionamento e criou o GCE. O GCE decretou diversas medidas a fim de solucionar o problema da crise de energia. Vide “Visão Geral do Sistema Elétrico Brasileiro – Restrições e Racionamento”.

As medidas propostas pelo GCE incluíram o início de um processo de revitalização para o setor de energia. Seguindo o início deste processo, o Governo Federal emitiu uma Medida Provisória N.º 29 de fevereiro de 2002, autorizando a criação de um novo MAE para substituir a ASMAE como administrador do mercado. Esse novo MAE foi criado na forma de uma entidade privada para atuar sob a autorização e supervisão da ANEEL. Esse novo mercado, ao contrário do anterior, não será mais auto-regulamentado, uma vez que suas convenções, normas e procedimentos serão regulamentados pela ANEEL.

A implementação do novo MAE começou em 1º de março de 2002, através da Resolução N.º 103 da ANEEL, que autorizou o estabelecimento do novo MAE e da Resolução N.º 102, que aprovou a convenção do novo MAE, mas manteve os direitos e obrigações acumuladas pelas operações realizadas sob as normas do antigo mercado (Acordo de Mercado e Resolução 290 da ANEEL de agosto de 2000).

Tarifas

Até o início de 1993, dois importantes princípios dominaram o processo de fixação de tarifas no Brasil: (i) deveria ser assegurado a concessionárias elétricas tarifa anual de retorno real entre 10% e 12%, denominada Retorno Garantido, sobre ativos associados aos serviços incluídos na base de tarifas; e (ii) deveriam ser uniformes as tarifas cobradas em todo o Brasil pela eletricidade de cada classe de consumidores, não obstante os altos custos de distribuição a áreas mais remotas do país. Nos casos em que as tarifas estabelecidas pelo Governo Federal acarretavam retornos abaixo de 10% ou acima de 12%, insuficiências ou excedentes eram creditados ou debitados à Conta CRC de cada companhia. De modo geral, até 1975, as tarifas foram estabelecidas em níveis que permitiam o Retorno Garantido a companhias do setor. De 1975 até o início de 1993, entretanto, as tarifas foram fixadas em níveis que em quase todos os casos não permitiam às concessionárias elétricas lograr o Retorno Garantido uma vez que o Governo Federal buscou utilizar tarifas mais baixas para combater a inflação. Os efeitos práticos dessa fixação de tarifas e sistema de compensação importaram em significativas flutuações em termos reais do nível de tarifas durante o período e substancial aumento dos saldos da Conta CRC da maioria das concessionárias.

Mudanças na legislação em 1993 aboliram o conceito de Retorno Garantido e a exigência de que as tarifas de eletricidade fossem uniformes em todo o Brasil. Em contrapartida, cada concessionária teve que propor estrutura de tarifas com base em suas circunstâncias particulares para aprovação por parte das autoridades regulatórias federais. A tarifa proposta deveria ser calculada levando-se em conta o nível de remuneração desejado pela concessionária bem como, entre outras coisas, dispêndios operacionais, inclusive, custos com pessoal, os custos de eletricidade adquirida de outras concessionárias, certos custos de construção, encargos de depreciação e amortização, impostos que não impostos de renda e demais encargos. Essa legislação aboliu as Contas CRC e permitiu que

concessionárias com saldos positivos de Conta CRC compensassem esses saldos com obrigações dessas concessionárias para com o Governo Federal, instituições financeiras federais e demais concessionárias do setor elétrico. No que diz respeito a essas reformas regulatórias, as autoridades concederam a concessionárias elétricas aumentos significativos de tarifa real e estabeleceram mecanismo de ajustes automáticos de tarifas para fazer face à inflação.

Em julho de 1997 firmamos com o Governo Federal nossos contratos de concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses contratos conferem à nossa empresa o direito de utilizar as concessões por vinte anos e contêm cláusula de aumento de tarifas com base em Fórmula Paramétrica.

A Fórmula Paramétrica aumenta tarifas de consumidores cativos e é representada como segue:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

- IRT é o índice de ajuste de tarifa;
- VPA representa os custos da Parcela A, que são os custos não controlados da companhia, como o custo de eletricidade adquirida para revenda, custos associados ao uso de recursos hidrelétricos, combustível, contribuições ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que prevê a compensação de companhias de eletricidade para certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas), etc.;
- VPB representa os custos controlados da companhia, como o custo de empregados, materiais, serviços, etc.;
- IVI corrige os custos controlados da companhia de acordo com a taxa de inflação tomando por base o Índice Geral de Preços–Mercado - IGP-M, um índice similar ao índice de preços do varejo,
- X é um fator utilizado para mensurar a produtividade da concessionária. Dependendo do desempenho da Concessionária, este fator poderá aumentar ou diminuir o IVI. Este fator é calculado a cada cinco anos, sendo que o próximo cálculo ocorrerá em 2003; e
- RA é a receita anual da companhia.

Com início em dezembro de 1993, entretanto, o Governo Federal introduziu o Plano Real, o qual suspendeu o processo de reajuste automático. Em seu lugar, as tarifas foram congeladas e quaisquer aumentos exigiam a aprovação do Ministério da Fazenda do Brasil. A competência para fixação de tarifas foi agora delegada à ANEEL. Em abril de 1997 nossa empresa recebeu aumento médio de 9,75% das vendas a distribuidores e consumidores finais. Durante os exercícios de 1998, 1999, 2000 e 2001 nossa empresa recebeu aumentos médios de 4,54%; 20,73%; 11,83% e 16,49%, respectivamente. Em dezembro de 2001, nossa empresa recebeu um aumento médio de tarifa de 5,87% para nosso reembolso dos gastos relacionados ao racionamento. Esse percentual será calculado de acordo com os custos por nós incorridos durante o período de racionamento e está sujeito à aprovação da ANEEL.

Em agosto de 1998, a ANEEL editou novos regulamentos disciplinando as tarifas de distribuição. A ANEEL tem competência para reajuste e revisão de tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL considera os seguintes fatores: (i) custos de eletricidade adquirida para revenda nos termos de

contratos iniciais (Vide “Concorrência”) assim como adquirida de Itaipu; (ii) custos de eletricidade adquirida nos termos de contratos livremente negociados; (iii) custos de eletricidade adquirida no mercado à vista onde a energia que não é contratada de acordo com o sistema de contratos iniciais e a energia excedente serão adquiridas e vendidas; e (iv) certos outros encargos em função de sistemas de transmissão e distribuição.

Cada contrato de concessão de companhias de distribuição também prevê reajuste anual de tarifas com base em certos encargos regulatórios, custos de eletricidade adquirida para revenda, custos para utilização de recursos hidrelétricos e custos de transmissão. As tarifas também são revistas, em média, a cada quatro anos de acordo com fator de produtividade conhecido como “Fator X”. Além dos reajustes ordinários, os contratos de concessão prevêem ajustes extraordinários também poderão ser realizados se as concessionárias sofrerem custos relevantes que não estavam previstos no momento da celebração do contrato.

A ANEEL também editou regulamentos de tarifas que disciplinam o acesso ao sistema de transmissão e estabelecem tarifas de transmissão. As tarifas a serem pagas pelas distribuidoras, geradoras e consumidores independentes para utilização dos sistemas interligados são estabelecidas pela ANEEL e revistas anualmente, levando-se em consideração as receitas que são permitidas a concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Proprietários de diferentes segmentos da rede básica de transmissão deverão transferir o controle operacional de suas instalações ao ONS em contrapartida ao recebimento de pagamentos regulamentados atrelados a disponibilidade. Os usuários de rede, inclusive, geradoras, distribuidoras e consumidores de grande porte, deverão firmar contratos com o ONS que conferirá direito aos mesmos de utilizar a rede básica de transmissão em contrapartida ao pagamento de tarifas publicadas. Os demais segmentos da rede de transmissão, que não integrem a rede básica de transmissão, serão disponibilizados diretamente aos usuários interessados mediante pagamento de taxas especificadas. Os encargos de transmissão tomarão por base os custos nodais calculados de acordo com a metodologia de custos marginais de longo prazo. As geradoras pagarão encargos de transmissão com base no volume de demanda de energia vendida a consumidores. Os encargos de potência serão determinados com base no uso máximo do sistema de transmissão durante períodos de pico.

Acesso aberto à rede nacional básica faz parte integrante da reforma abrangente, ora em andamento, do setor elétrico. A ANEEL considera necessárias a regulamentação estrita de preço de serviços de transmissão e a fixação de preços não discriminatória para assegurar que o acesso aberto à rede nacional básica seja mantido. Para esse fim, a ANEEL emitiu a Resolução N.º 167 datada de 31 de maio de 2000, estabelecendo (i) os níveis anuais de receita permitidos para cada instalação de transmissão que integra a rede básica; (ii) as tarifas de uso da rede básica; e (iii) o valor dos encargos de conexão. A rede básica de transmissão inclui todas as linhas de transmissão com voltagem igual ou superior a 230 kV, conforme definição contida na Resolução N.º 433, de 10 de novembro de 2000. Ademais, certas outras instalações em bases de desverticalização relacionadas a transmissão deverão estar disponíveis às partes interessadas a tarifas reguladas como parte do acesso aberto à rede de transmissão.

Em junho de 2000, a ANEEL estabeleceu o valor mensal de R\$3.235,49/MW como sendo a tarifa de uso da rede básica de transmissão a ser aplicada a contratos iniciais entre o ONS e as distribuidoras. A ANEEL aumentou essa tarifa para R\$3.612,19/MW e R\$4.774,74/MW em junho de 2001 e 2002, respectivamente. Em junho de 2000, a ANEEL também estabeleceu o valor de R\$1.755,49/MW como sendo a tarifa de transporte de energia de Itaipu a ser paga a Furnas por distribuidoras que utilizam energia de Itaipu. A ANEEL aumentou essa tarifa para R\$1.955,38/MW e R\$2.110,81/MW em junho de 2001 e 2002, respectivamente.

As tarifas que as concessionárias de energia pagam pela aquisição de eletricidade gerada por Itaipu são estabelecidas de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e o Paraguai e são denominadas

em dólares dos Estados Unidos. Em consequência, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem independentemente das tarifas estabelecidas pelas autoridades regulatórias federais para vendas por parte de concessionárias elétricas. A venda de energia gerada por Itaipu não gera qualquer margem, uma vez que a tarifa dessas vendas é igual à tarifa paga pela concessionária mais impostos de venda, sem nenhuma margem para a concessionária.

Concorrência

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL em março de 1998 anunciou limites à concentração de certos serviços e atividades do setor elétrico. A ANEEL atualizou esses limites em julho de 2000. De acordo com esses limites, (i) nenhuma geradora poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste; (ii) nenhuma distribuidora poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado do sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado do norte/nordeste; (iii) nenhuma companhia de comercialização poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores), 20% da energia comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); (iv) nenhuma distribuidora poderá adquirir de geradora afiliada ou gerar por si mais de 30% das necessidades de energia totais de seus consumidores cativos (denominado limite de auto-negociação).

As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia, ou agentes que detêm ações do grupo de controle da geradora ou distribuidora. No caso de agente, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia.

O limite de auto-negociação não se aplica (i) à energia contratada nos termos de contratos iniciais, (ii) à energia produzida por usinas hidrelétricas de pequeno porte, recursos alternativos e instalações de co-geração e (iii) às concessionárias de distribuição com um mercado que não exceda 300 GWh/ano. Além disso, em relação ao cálculo dos valores de energia para os fins do limite de auto-negociação, a energia produzida pelas seguintes entidades não deverá ser considerada até 2012: (i) usinas termelétricas que iniciaram operações em 2001 ou 2002; e (ii) usinas hidrelétricas que foram autorizadas pela ANEEL a iniciar a produção após 31 de dezembro de 2002, mas iniciaram suas operações em 2001 ou 2002. Ademais, em relação ao cálculos dos valores de energia para os fins do limite de auto-negociação, a energia produzida por usinas termelétricas que estão incluídas no Programa Prioritário de Energia que iniciarem operações antes de 31 de dezembro de 2004 não serão consideradas até 2014.

Em maio de 1998, o Governo Federal instituiu o MAE de acordo com o Acordo de Mercado. Após algumas dificuldades com a implementação do MAE, a ANEEL extinguiu a ASMAE e alterou algumas de suas normas (vide “Agências Regulatórias”). Os termos desse acordo foram aprovados pela ANEEL em janeiro de 1999. As seguintes entidades estão obrigadas a participar do MAE: (i) geradoras com capacidade instalada de 50 MW ou mais; (ii) distribuidoras e companhias de varejo com vendas anuais de 300 GWh/ano ou mais; e (iii) companhias que importam ou exportam 50 MW ou mais de eletricidade. Outras geradoras, distribuidoras e importadoras/exportadoras poderão participar do mercado em bases voluntárias.

Durante o período de transição (1998-2005), compras e vendas de energia no âmbito do MAE ocorrerão de acordo com contratos bilaterais e contratos iniciais que especificam preços e volumes contratados aprovados pela ANEEL por seu prazo de duração integral e substituem o antigo sistema de contratos de fornecimento. A finalidade do período de transição é permitir a introdução gradual da concorrência no setor e proteger os participantes de mercado contra exposição a preços à vista

potencialmente voláteis. A ANEEL estabeleceu os volumes e voltagens a serem fornecidos nos termos dos contratos iniciais em 2000 e 2001. Os volumes e voltagens a serem fornecidos em 2002 serão iguais aos fornecidos em 2001.

De 2003 a 2005, o volume de eletricidade permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzida até 25% ao ano. A energia não regulamentada será comprada e vendida por meio de concessionárias de distribuição mediante leilões públicos, de acordo com a Lei Federal N.º 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei Federal N.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e Decreto N.º 4.562, de 31 de dezembro de 2002. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida mediante leilão público poderá ser comprada ou vendida mediante contratos de compra de energia com prazos inferiores a 6 meses. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida por meio de leilão público ou contratos de compra de energia com prazos limitados poderá ser comprada no MAE. Durante esse período, o volume total de energia comprada ou vendida de acordo com leilão público ou contrato de compra de energia com prazo limitado não poderá ser superior a 5% do mercado de energia elétrica de concessionárias de serviço público em qualquer mês.

A fim de evitar expor os consumidores finais à volatilidade dos preços de mercado, a legislação da ANEEL prevê que distribuidoras deverão possuir 95% da energia contratada a consumidores finais garantida pela energia de outras usinas próprias ou de contratos de compra de energia. Além disso, 85% da energia garantida por contratos de compra de energia deverão ser garantidos por contratos de compra de energia com prazos não inferiores a dois anos. As regras do MAE não se aplicarão à eletricidade gerada por Itaipu. A energia de Itaipu é comprada através de contratos específicos celebrados entre as concessionárias que operam no sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste e em Furnas ou na Eletrosul.

O MAE é responsável pelo registro de contratos de compra de longo prazo celebrado entre agentes que participam do MAE. Qualquer diferença entre o volume de energia contratada registrado no MAE e a energia efetivamente comprada ou vendida representará o preço à vista do MAE. O preço à vista do MAE é definido, de acordo com as normas do MAE aprovadas pela ANEEL, mediante uma metodologia de preço que considera diversos fatores, inclusive restrições de transmissão e fatores de perda. Por terem seus contratos de compra de longo prazo registrados no MAE, cada distribuidora garante que as compras de energia elétrica necessária para cumprir suas obrigações serão realizadas a preço fixo, evitando, dessa forma, a volatilidade do mercado (expectativa relativa a quaisquer diferenças entre o volume de energia registrada e a energia efetivamente comprada ou vendida).

Ademais, o MAE é responsável pelas operações que envolvam compras de energia de curto prazo a serem realizadas no mercado à vista. No mercado à vista, os agentes autorizados pela ANEEL a vender energia no MAE negociarão os preços da energia que não estiver coberta por seus contratos de longo prazo.

A implementação do supra mencionado modelo exigiu alterações do regime jurídico brasileiro à época em vigor. Novas normas foram à época editadas e introduziram um novo agente no setor de energia brasileiro, o Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, e iniciou um período de transição antes da completa desregulamentação do mercado de energia elétrica brasileiro.

Durante o período supra mencionado, o mercado encontra-se em processo de desregulamentação progressivo. Para esse fim, o conceito de “consumidor livre” (o equivalente ao “cliente livre” da CEMIG) foi introduzido, que atualmente consiste nos consumidores que: (i) possuem potência mínima de 3 MW, fornecida a uma voltagem igual ou superior a 69kV; ou (ii) foram ligados após 8 de julho de 1995 e possuem potência mínima de 3 MW, independentemente da voltagem; ou (iii) possuem potência mínima de 0,5 MW independentemente da voltagem, contanto que adquiram energia do assim denominado “PCH” (Pequena Central Hidrelétrica). O termo “Consumidores livres” é assim designado uma vez que eles não ficam restritos a somente adquirir energia de concessionárias de serviços públicos,

podendo, porém, também optar por adquirir a energia de um PIE ou de quaisquer outros agentes de mercado.

A efetiva implementação do modelo acima referido tornará possível a comercialização direta entre PIEs e consumidores, independentemente de sua localização no sistema interligado de energia elétrica.

A fim de incentivar a participação privada no setor elétrico, novos regulamentos prevêem o estabelecimento de “agentes comercializadores”. Poderão ser incluídos dentre os agentes comercializadores geradoras que desejem vender energia diretamente a consumidores finais, concessionárias de distribuição e varejo que atuem fora de suas áreas de concessão bem como varejistas e corretoras independentes.

Como parte do programa de revitalização do setor de energia iniciado pelo GCE, que foi substituído pela CGSE, em 6 de julho de 2002, várias medidas estão sendo propostas, algumas delas para implementação imediata e outras a serem submetidas a audiências públicas. Estas medidas propostas estão incluídas no Relatório de Andamento N.º 4 editado pelo GCE e via de regra, estão relacionados aos seguintes tópicos:

- normalização do desempenho do setor de energia (inclusive reestruturação do MAE);
- melhoria do mercado (inclusive redefinindo submercados);
- expansão do volume de energia oferecida (inclusive valor de melhoria, licença ambiental e regulamentação de venda pública);
- monitoramento da confiança no fornecimento de energia (inclusive contratação de garantia da capacidade de geração);
- transmissão (inclusive revisão das tarifas de transmissão);
- política de energia (inclusive tratamento de fontes de energia alternativa e usinas termelétrica de geração a gás);
- política de tarifa (inclusive para evitar violações de regras de concorrência); e
- melhoria do MME e ONS (inclusive a melhoria de procedimentos da rede básica e reorganização do MME).

Concessões

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, uso e venda de eletricidade poderão ser promovidos diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões e autorizações. As companhias ou consórcios que busquem construir ou operar uma instalação de geração, transmissão ou distribuição no Brasil devem requerer concessão da ANEEL. As concessões conferem direitos exclusivos de gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em determinada área por prazo especificado, de modo geral, 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição.

A Legislação do Setor Elétrico tratou da questão da renovação de concessões existentes ao estabelecer que as concessões existentes poderiam ser prorrogadas pelos seguintes prazos: (i) para concessionárias de geração, 20 anos com início no final da presente concessão ou 35 anos para usinas de geração que ainda não tenham sido concluídas; (ii) para concessões de distribuição, (a) até 20 anos (com início em 8 de julho de 1995); ou (b) por prazo igual ao período remanescente mais longo em relação às concessões a serem reagrupadas (prevalecendo o que for mais longo); e (iii) para concessões de transmissão, o mesmo período que das concessões de geração ou distribuição que a elas se refiram. As concessões existentes poderão ser prorrogadas desde que requerimentos para sua prorrogação sejam (i) apresentados dentro dos prazos especificados a partir da promulgação da Legislação do Setor Elétrico; (ii) aceitos pelo Governo Federal; e (iii) formalizados por meio de novo contrato de concessão. As concessões para projetos que estejam atrasados poderão ser prorrogadas pelo prazo necessário à

amortização do investimento (porém, em hipótese alguma, por mais de 35 anos) desde que plano de conclusão seja fornecido e compromisso seja prestado no sentido de que, no mínimo, um terço do financiamento seja concedido pelo setor privado.

De acordo com o Decreto N.º 1717/95, pedido de renovação de concessão deverá ser submetido à ANEEL e deverá estar acompanhado de demonstrativo de custos para exploração da concessão e de documentos comprobatórios da qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa da concessionária. Ademais, a concessionária deverá demonstrar o integral cumprimento de suas obrigações para com entes públicos, obrigações fiscais, obrigações previdenciárias e obrigações decorrentes de outros compromissos firmados com entidades da Administração Pública Federal e/ou decorrentes da exploração do serviço de energia elétrica. A concessionária também deverá proceder ao pagamento da remuneração financeira pela exploração de recursos hídricos.

A legislação brasileira exige que a outorga de qualquer concessão de serviços públicos seja precedida de processo licitatório. Sempre que uma concessão for objeto de licitação, a ANEEL publicará edital, denominado Edital de Licitação, ou RFB. Esse RFB deverá conter certas informações, inclusive: (i) a finalidade da concessão, sua duração e objetivos; (ii) descrição das qualificações necessárias à adequada prestação dos serviços cobertos pela concessão; (iii) os prazos finais para apresentação de propostas; (iv) os critérios utilizados para seleção do vencedor; e (v) relação dos documentos necessários para estabelecer a capacidade técnica, financeira e jurídica do licitante. As companhias interessadas na licitação deverão apresentar suas propostas de acordo com o Edital, inclusive, descrição pormenorizada do plano comercial da companhia. As companhias deverão apresentar propostas isoladamente ou em consórcio. A ANEEL determina o vencedor com base, de modo geral, no maior valor pago ao Governo Federal como contraprestação pelo recebimento da concessão e no caso de licitações para projetos de distribuição ou transmissão, a determinação da ANEEL tem com base, via de regra, as tarifas de transmissão ou distribuição mais baixas.

As concessionárias não poderão transferir, vender ou ceder certos ativos sem o consentimento prévio por escrito da ANEEL. A compra e venda de energia pelos “agentes comercializadores autorizados do mercado livre” de energia, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos auto-produtores de energia, ou APEs, estão sujeitas à aprovação prévia da ANEEL. Cisões, fusões, incorporações e reestruturações de concessionárias exigem a aprovação prévia da ANEEL. As concessionárias poderão utilizar terrenos públicos ou sujeitar imóveis de particulares necessários ao desenvolvimento de projeto a processo de desapropriação.

O desenvolvimento de usinas hidrelétricas por um PIE ou um Auto-produtor de Energia (APE) somente exige concessão se o projeto tiver excedente de 1 MW de capacidade instalada no caso de um PIE ou de 10 MW no caso de um Auto-produtor de Energia. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive, usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle de distribuidoras e geradoras anteriormente detidas pelo Governo Federal por intermédio da Eletrobrás e de distribuidoras estaduais foi vendido a investidores privados. Certos governos estaduais também venderam participações minoritárias em distribuidoras de porte no mesmo período. Vide “— Privatização.”

Papel do Setor Privado

Várias iniciativas legislativas e constitucionais em 1995 ensejaram alterações substanciais no regime regulatório do setor elétrico brasileiro. A Constituição Federal Brasileira foi alterada a fim de permitir que qualquer companhia brasileira se tornasse concessionária do setor elétrico (independentemente da nacionalidade de seus acionistas). Uma lei federal sobre concessões públicas (no setor elétrico e demais setores) exigiu a renovação da maioria das concessões existentes e exigiu que a outorga de novas concessões de serviços públicos fosse precedida de processo licitatório. Nova

legislação federal que trata especificamente do setor elétrico abriu o setor permitindo a PIEs gerar e vender eletricidade por sua própria conta a certas classes de consumidores, permitindo que certos consumidores adquiram eletricidade de qualquer fornecedor de energia e exigindo que seja dado acesso aberto a fornecedores e consumidores de porte (mediante pagamento de tarifa) aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionárias que integrem a rede básica de transmissão.

A Legislação do Setor Elétrico introduziu o conceito de PIE. O PIE é pessoa jurídica ou consórcio de pessoas jurídicas que detêm concessão ou autorização para gerar e vender energia a: (i) concessionárias; (ii) consumidor existente com demanda de, no mínimo, 3 MW fornecida a um nível de voltagem igual ou superior a 69 kV; (iii) novo consumidor com demanda de, no mínimo, 3 MW fornecida em qualquer voltagem; (iv) grupos de consumidores, observado contrato celebrado com a concessionária de distribuição local; (v) consumidores que não recebam fornecimento, dentro de certo período, de concessionária de distribuição local; e (vi) consumidores industriais ou comerciais aos quais o PIE também forneça o vapor decorrente do processo de co-geração.

De acordo com a Legislação do Setor Elétrico, os PIEs estão sujeitos a normas operacionais e comerciais específicas e, em muitos casos, à fixação de preços estabelecida de acordo com as normas emitidas pelas autoridades governamentais competentes. A Legislação do Setor Elétrico também prevê a formação de consórcios com vistas à geração de energia a concessionárias públicas para uso exclusivo de membros do consórcio, para produção de energia independente ou para qualquer um ou mais desses casos, em cada hipótese, sendo regido pelas normas aplicáveis.

A Legislação do Setor Elétrico também determina que, a fim de receber prorrogações de concessões de distribuição, as companhias devem “reagrupar” suas instalações de acordo com certas técnicas e princípios econômicos e obter concessões consolidadas de acordo com esses princípios. O Governo Federal publicou regulamentos esclarecendo o conceito de “reagrupamento” no Decreto N.º 1.717/95 em 24 de novembro de 1995. De acordo com o Decreto N.º 1717/95, cada concessionária de distribuição estava obrigada a apresentar suas concessões de distribuição “reagrupadas” à ANEEL até 8 de julho de 1996. Nossa empresa submeteu nossa concessão de distribuição “reagrupada” à ANEEL tempestivamente e fomos informados de que a ANEEL concordou com nosso plano. Em nossa proposta, reagrupamos nossas concessões de distribuição existentes em quatro grandes grupos, cada qual destinado a ser independentemente viável em termos econômicos e todos com expectativa de lucratividade similar.

Privatização

Desde 1995, várias concessionárias elétricas federais e estaduais foram privatizadas. O Governo Federal alienou seu controle indireto na:

- Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, companhia de distribuição de energia do Estado do Espírito Santo (1995);
- LIGHT Serviços de Eletricidade S.A., uma das companhias de distribuição do Estado do Rio de Janeiro (1996); e
- Gerasul, companhia de geração constituída a partir de ativos de geração da Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás (1998).

As subsidiárias da Eletrobrás incluídas no Programa Nacional de Desestatização são as companhias de geração: Furnas, CHESF e Eletronorte, e as companhias de distribuição: Companhia Energética do Piauí S.A. - CEPISA, Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – CERON, Centrais Elétricas do Estado do Acre – ELETROACRE e Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

Também estão ocorrendo privatizações de concessionárias elétricas na esfera estadual, como segue:

- O Estado do Rio de Janeiro alienou seu controle da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro ou CERJ, companhia de distribuição de energia (1996);
- O Governo Estadual vendeu participação minoritária na CEMIG a um consórcio de investidores estratégicos (1997);
- O Estado da Bahia vendeu participação minoritária na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (distribuidora) a um consórcio de investidores estratégicos (1997);
- O Estado do Rio Grande do Sul vendeu sua participação indireta em duas distribuidoras (1997);
- O Estado do Mato Grosso do Sul e a Eletrobrás venderam participação majoritária na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (distribuidora do estado) (1997);
- A Companhia Energética de São Paulo ou CESP (companhia de energia controlada pelo Estado de São Paulo), o Estado de São Paulo, a Companhia Paulista de Administração de Ativos – CPA, Nossa Caixa Nosso Banco e o Banco do Estado de São Paulo S.A. venderam participação majoritária na Companhia Paulista de Força e Luz (1997);
- O Estado de São Paulo vendeu seu controle da Eletricidade de São Paulo S.A., distribuidora (1998);
- a CESP vendeu seu controle da Eletricidade e Serviços S.A., distribuidora (1998);
- a CESP vendeu seu controle da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (1999);
- a CESP vendeu seu controle da Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema (1999);

Diversas outras distribuidoras também foram vendidas:

- Companhia Energética do Rio Grande do Norte, Centrais Elétricas Mato-grossenses S.A. e Empresa Energética de Sergipe S.A. (1997);
- Companhia Energética do Ceará, Centrais Elétricas do Para S.A. e Empresa Bandeirante de Energia (1998); e
- Companhia Energética de Pernambuco, Companhia Energética do Maranhão e Sociedade Anônima de Eletrificação de Paraíba (2000).

Encargos Regulatórios

As companhias de eletricidade são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou o Fundo RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos a essa indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR que exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual igual a 2,5% dos ativos em operação, não devendo exceder 3% da receita operacional total de qualquer exercício.

Vide nota 17(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Nos últimos anos, virtualmente nenhuma concessão, desde que o respectivo contrato de concessão tenha sido celebrado, foi revogada ou deixou de ser renovada, e o Fundo RGR foi utilizado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. Prevê-se a expiração do Fundo RGR em 2010, o que resultaria em diminuição da tarifa para os consumidores.

O Governo Federal impôs quota aos PIEs similar à quota cobrada das companhias de geração do setor público no que respeita ao fundo RGR. Os PIEs estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, por cinco anos a contar da data em que recebam suas concessões. A Eletrobrás receberá os pagamentos do Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos subsequentes ao Fundo UBP serão efetuados diretamente ao Governo Federal.

As distribuidoras estão obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível ou Conta CCC. A Conta CCC foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir custos de combustíveis fósseis em usinas térmicas na hipótese de escassez de chuvas, o que exigiria o aumento da utilização de usinas térmicas. As usinas térmicas têm custos operacionais marginais mais elevados do que as usinas hidrelétricas. Cada companhia de eletricidade está obrigada a contribuir anualmente para a Conta CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subsequente. A Eletrobrás administra a Conta CCC. A Conta CCC, por sua vez, reembolsa companhias de eletricidade por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas térmicas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal estabeleceu a eliminação gradual da Conta CCC. Os subsídios da Conta CCC serão progressivamente eliminados no prazo de três anos com início em 2003 para usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da Conta CCC. A proteção de riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está atualmente sendo fornecida por meio de Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. O MRE assegurará que, sob condições operacionais normais, as usinas hidrelétricas receberão a receita associada à sua energia garantida mediante alocação de geração das que possuem superávit àquelas deficitárias.

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético, ou conta CDE. A Conta CDE foi criada para melhorar o desenvolvimento das concessionárias de eletricidade nos estados e promover fontes alternativas de energia. Os recursos da Conta CDE decorrem de (i) Uso de Bem Público, (ii) multas impostas pela ANEEL; e (iii) uma porcentagem do pagamento anual devido por agentes que negociam com consumidores finais. Entre outras coisas, os recursos da Conta CDE são utilizados para cobrir a cota de uso de combustível em certas usinas termelétricas. A Eletrobrás administra a Conta CDE, que terá a duração de 25 anos.

Todas as concessionárias hidrelétricas no Brasil estão obrigadas a pagar tarifas a estados e municípios brasileiros pelo uso de recursos hidrológicos. Esses valores tomam por base o valor de energia gerada por cada concessionária e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou reservatório da usina esteja localizado.

A ANEEL também cobra uma taxa de agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada de acordo com a Lei Federal N.º 9.427, datada de 26 de dezembro de 1996, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do “benefício econômico” tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Regulamentos Ambientais

Questões ambientais podem impactar de forma significativa as operações da nossa empresa. Por exemplo, grandes usinas de energia hidrelétrica podem causar o alagamento de extensões consideráveis e o conseqüente reassentamento de uma população numerosa. A Constituição Brasileira confere tanto aos federal, estaduais e municipais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e editar regulamentação ao amparo dessas leis. A par da regulamentação ambiental promulgada pelo Governo Federal, os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa.

O Sistema Nacional do Meio Ambiente, ou SISNAMA, foi criado com o intuito de proteger o meio ambiente brasileiro. O SISNAMA consiste de: um órgão administrativo (Conselho Governamental); um órgão de consultoria e decisório, o Conselho Nacional de Meio Ambiente, ou CONAMA; um órgão central, o Ministério do Meio Ambiente, ou MMA; um órgão executivo, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA; e vários órgãos setoriais e locais. Os órgãos que merecem atenção especial são o CONAMA e o IBAMA. O CONAMA viabiliza estudos e dá assistência e aconselha o Conselho Governamental nas ordens oficiais da política governamental para recursos ambientais e naturais, e a deliberação, dentro do escopo das suas atribuições, normas e regulamentações aplicáveis ao meio ambiente brasileiro. O IBAMA cuida de fazer cumprir a Política Ambiental Nacional e inspeciona, preserva e dá suporte ao uso dos recursos naturais.

A Lei N.º 6.938/81, datada de 31 de agosto de 1981, é denominada Lei de Política Ambiental e regulamenta a responsabilidade civil por danos causados ao ambiente. Essa responsabilidade tem uma natureza objetiva e, além de ser severa, também expande a lista de partes responsáveis, adotando o princípio de responsabilidade solidária. Não obstante à natureza da transgressão, a demonstração da relação causa-efeito entre o dano causado e a ação ou falta dela é suficiente para criar uma obrigação, pela parte responsável pela contaminação, de reparar o dano ambiental. Mais além, estar em conformidade com as licenças ambientais não exclui responsabilidades ambientais.

Atividades que causem danos ao ambiente poderão também incorrer em multas penais e administrativas, previstas na Lei N.º 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 (Lei de Crimes Ambientais). Os efeitos do Ato de Crimes Ambientais se aplicam a qualquer pessoa, seja pessoa física ou jurídica, que, por quaisquer meios contribuam para danos causados ao meio ambiente, na importância da sua falta. Em 1999, o Decreto N.º 3.179 foi promulgado, estabelecendo multas administrativas aplicáveis por conduta ou atividades que causem danos ao meio ambiente e as regulamentações regidas pelo Ato de Crimes Ambientais. O Decreto institui multas que podem alcançar um máximo de R\$50 milhões.

Em relação aos recursos hídricos, a Lei N.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997, criou a Política Nacional de Recursos Hídricos, que foi organizada considerando-se as bacias hidrográficas do Brasil. A Política Nacional de Recursos Hídricos é implementada pelas agências governamentais e não-governamentais e se aplica à utilização da água para, entre outras coisas, preservação da vida selvagem, navegação, pesca e geração de energia hidrelétrica.

O direito de uso da água federal é concedido pela Agência Nacional de Águas, ou ANA, criada pela Lei N.º 9.984, de 17 de julho de 2000 e regulamentada pelo Decreto N.º 3.692, de 19 de dezembro de 2000, em colaboração com a ANEEL. Além de conceder esses direitos, a ANA também regulamenta e supervisiona o uso dos recursos hídricos federais e implementa a cobrança de taxas pela utilização da água, de acordo com uma razão de 0.75% do valor da energia gerada. A permissão para uso dos recursos hídrico não federal deverá ser obtida da respectiva agência ambiental/hídrica estadual.

Para a construção de uma usina de energia hidrelétrica, as companhias de eletricidade brasileiras devem cumprir com várias medidas de proteção do meio ambiente. Primeiramente, deve ser elaborado um estudo de avaliação do impacto ambiental realizado por peritos externos, os quais devem fazer recomendações de como minimizar o impacto da usina ao meio ambiente. O estudo, em conjunto com

um relatório especial de avaliação do impacto ambiental do projeto preparado pela companhia, é então submetido às autoridades governamentais estaduais ou federais para análise e aprovação. O projeto passa por um processo de licenciamento de três estágios, que incluem uma licença provisória que indica a viabilidade do projeto, uma licença de instalação para iniciar a construção e uma licença de funcionamento para operação da usina. As licenças ambientais deverão também ser obtidas para a expansão da usina ou instalação de novo equipamento. De acordo com a Resolução do CONAMA N.º 279, de 27 de junho de 2001, um processo simplificado de licença poderá ser usado para empreendimentos que não sejam considerados como de grande impacto ambiental. Além das usinas hidrelétricas, esse procedimento simplificado é também aplicável a usinas termelétricas, linhas de transmissão e instalações semelhantes, assim como empreendimentos de energia alternativa.

As instalações consideradas como representando um impacto considerável ao meio ambiente estão obrigadas pela lei a alocarem um mínimo de 0,5% do total de seus custos de investimento na criação de áreas de preservação ambiental.

As alterações ao Código Florestal Brasileiro (Lei N.º 4.771, de 15 de setembro de 1965) introduzidas pela Medida Provisória N.º 2.166-67 poderão impactar a viabilidade econômica de certos empreendimentos hidrelétricos. Pelo Código Florestal Brasileiro, o terreno circundante de reservatórios de água, sejam eles naturais ou artificiais, são consideradas áreas de preservação permanente. Isso significa que a remoção de vegetação dessas áreas vizinhas sem prévia autorização ambiental, pode resultar em multas administrativas e criminais. As alterações da Medida Provisória N.º 2.166-67 obrigam a operadora a adquirir ou desapropriar tais áreas vizinhas. As dimensões da área que deve ser permanentemente preservada foram estabelecidas na Resolução do CONAMA N.º 302/02, de 20 de março de 2002 e podem representar medidas que vão de 15 a 100 metros ao redor do reservatório.

Qualquer pessoa jurídica envolvida em atividades que causem efeitos poluentes, ou o potencial de efeitos poluentes, ou que envolvam produtos que são considerados perigosos ao meio ambiente deverão cadastrar-se no IBAMA. O registro no IBAMA envolve pagamentos trimestrais da *Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental – TCFA*, no valor de aproximadamente R\$225.000. O não pagamento da taxa pode resultar em multas substanciais.

ÍNDICE DE ANEXOS

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social, conforme alterado, vigente desde 24 de outubro de 2002.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001 celebrado entre nossa empresa, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência à Declaração de Registro do Formulário F-6 relativo às ADSs arquivadas em 20 de agosto de 2001 (Registro N.º 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 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.3	Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, Chase Trust Bank e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A. tendo por objeto US\$150.000.000,00 de nossas Notas de 9,125% com vencimento em 2004 (incorporado por referência ao Anexo 2.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.4	Aditamento do Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 11 de outubro de 2001 celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, Chase Trust Bank e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A. tendo por objeto US\$150.000.000,00 de nossas Notas de 9,125% com vencimento em 2004
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.3	Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.3 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.4	Contrato para a Cessão de Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).

- 4.5 Primeiro Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de janeiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.6 Segundo Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.7 Terceiro Aditivo do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual
- 4.8 Instrumento Particular Cobrindo a Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datado de 4 de outubro de 2001, entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, relativo à primeira emissão pública de R\$625 milhões de debêntures ordinárias, dividas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência.
- 4.9 Contrato de Financiamento mediante Extensão de Crédito N.º 02.2.962.3.1, datado de 7 de fevereiro de 2003, entre o BNDES e CEMIG e Terceiros Intervenientes.
- 99.1 Certificado do Diretor presidente de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002, de 25 de março de 2003.
- 99.2 Certificado do Diretor presidente de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002, de 25 de março de 2003.

**COMPANHIA ENERGÉTICA DE
MINAS GERAIS - CEMIG**

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I

Da denominação, constituição, objeto, sede e duração da Companhia

Art. 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 e explorar sistemas de produção, transformação, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial, construindo e operando, entre outros, sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; a prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; a exercer atividades direta ou reflexamente relacionadas ao seu objeto social; a promover a perenização de cursos d'água que constituem as bacias hidrográficas do Estado de Minas Gerais, nas quais tenha ou venha a ter aproveitamentos hidrelétricos; e, ainda, a criação de sociedades controladas e coligadas que tenham aquela finalidade, nos termos das Leis Estaduais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, nº 8.655, de 18 de setembro de 1984, e nº 12.653, de 23 de outubro de 1997.

Art. 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, mediante autorização da Diretoria Executiva.

Art. 3º - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II

Do capital e das ações

Art. 4º – O capital da Sociedade é de R\$1.621.538.190,25 (um bilhão, seiscentos e vinte e um milhões, quinhentos e trinta e oito mil, cento e noventa reais e vinte e cinco centavos), representado por:

a) 70.874.167.923 (setenta bilhões, oitocentos e setenta e quatro milhões, cento e sessenta e sete mil, novecentas e vinte e três) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$0,01 cada uma;

b) 91.279.651.102 (noventa e um bilhões, duzentos e setenta e nove milhões, seiscentos e cinquenta e um mil, cento e duas) ações preferenciais, nominativas, do valor do nominal de R\$0,01 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.

Parágrafo único - Fica vedada a criação, a qualquer tempo, de títulos negociáveis, denominados Partes Beneficiárias.

Art. 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.

Art. 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, 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 do artigo 1º da Lei Estadual nº 8.796, de 29 de abril de 1985.

Art. 8º - O capital subscrito pelo Estado de Minas Gerais, que terá 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.

§ 1º - Para atender a deliberação das Assembléias Gerais, poderá a Diretoria suspender, obedecidas as regras da legislação vigente, os serviços de transferências e averbações.

§ 2º - 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

Art. 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.

Art. 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

Art. 11 - A administração da Companhia será exercida por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Seção I

Do Conselho de Administração

Art. 12 - O Conselho de Administração da Companhia será composto de 11 (onze) membros titulares e igual número de suplentes, dentre os quais um será o seu Presidente e outro, Vice-Presidente, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembléia Geral, para um mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

§ 1º - 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.

§ 2º - O montante global ou individual da remuneração do Conselho de Administração será fixado pela Assembléia Geral que os eleger em conformidade com a legislação vigente.

§ 3º - Fica assegurado à minoria o direito de eleger pelo menos 1 (um) dos membros do Conselho de Administração.

Art. 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.

Art. 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.

§ 1º - 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

§ 2º - 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.

Art. 15 - Compete ao Presidente do Conselho de Administração conceder licença aos seus membros, competindo aos demais membros conceder licença ao Presidente.

Art. 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.

Art. 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\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados pela Companhia, de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), ressalvado o disposto na alínea “g” do § 4º do artigo 21 abaixo;
- 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 anualmente e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas.

Seção II

Da Diretoria

Art. 18 - A Diretoria Executiva será constituída de 06 (seis) Diretores, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, composta de: um Diretor-Presidente; um Diretor de Distribuição e Comercialização; um Diretor de Finanças e Participações; um Diretor de Geração e Transmissão; um Diretor de Gestão Empresarial; um Diretor de Planejamento, Projetos e Construções.

§ 1º - 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.

§ 2º - O montante global ou individual da remuneração da Diretoria será fixado pela Assembléia Geral, de acordo com a legislação vigente.

Art. 19 - Em caso de licença, impedimento, renúncia ou vaga do Diretor-Presidente, o cargo será exercido pelo Vice-Presidente, função acumulativa com a de titular de uma das Diretorias e indicado pelo Conselho de Administração.

§ 1º - Ocorrendo vaga, renúncia, licença ou impedimento temporário de qualquer dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, reunida em colegiado, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor também o exercício das funções respectivas, até que o cargo seja provido pelo Conselho de Administração, ou enquanto durar a licença ou o impedimento, conforme o caso.

§ 2º - 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.

Art. 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. 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.

Art. 21 – Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Empresa, obedecidos o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto Social.

§ 1º - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia 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 atividades e estratégias da Companhia, incluindo qualquer projeto para construção ou expansão de geração, transmissão e distribuição;

b) os novos investimentos e oportunidades de negócios, incluindo os das controladas e coligadas da Companhia;

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.

§ 2º - O Orçamento Anual da Empresa refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia 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 de recursos com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

§ 3º - 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 e Participações e submetidos ao exame da Diretoria Executiva.

§ 4º - Dependerão de deliberação da Diretoria Executiva, reunida como órgão colegiado, as seguintes matérias:

a) aprovação do plano de organização da Companhia e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;

b) aprovação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia, bem como suas atualizações e revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;

c) aprovação do Orçamento Anual da Empresa, que deverá refletir o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia então vigente, bem como qualquer investimento ou despesa não prevista no Orçamento Anual aprovado, de valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

d) aprovação de 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\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

e) aprovação de empréstimos, financiamentos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados pela Companhia, que, individualmente ou em conjunto, apresentem valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

f) exercício de voto nas assembleias gerais de coligadas e controladas, quando versarem sobre matérias contempladas no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;

g) aprovação dos contratos de compra e venda de energia que apresentem valores iguais ou superiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), devendo os respectivos instrumentos ser informados ao Conselho de Administração na reunião seguinte à aprovação.

§ 5º- 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.

§ 6º - 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.

Art. 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) desenvolver as ações estratégicas da Empresa definidas no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;

- 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, Coordenação Ambiental, Tecnologia e Alternativas Energéticas, Relacionamento Institucional, Jurídicas, Comunicação Social e Representação, Ouvidoria e Promoção da Qualidade da Companhia.

II – Do Diretor de Distribuição e Comercialização:

- a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente aos sistemas de subtransmissão e distribuição da Companhia;
- b) elaborar o planejamento do sistema de distribuição (de média e baixa tensões) da Companhia;
- c) projetar e construir linhas e redes de distribuição;
- d) operar e manter o sistema de subtransmissão e distribuição de energia da Companhia e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;
- e) formular e implementar o plano de marketing relacionado às atividades de distribuição e comercialização;
- f) desenvolver programas e ações junto a consumidores, no sentido de melhor aproveitamento da utilização da energia elétrica;
- g) elaborar as projeções do mercado de atuação desta Diretoria;
- h) relacionar-se comercialmente com o consumidor final e efetuar venda de energia elétrica e serviços;
- i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.

III – Do Diretor de Finanças e 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 consolidação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e do Orçamento Anual;

- c) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras;
- d) determinar o custo do serviço e estabelecer política de seguros, conforme delineado no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
- e) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual;
- f) controlar o capital social da Empresa, fixar a política acionária e sugerir a política de dividendo;
- g) elaborar pesquisa, estudos e análise do mercado de energia brasileiro para atuação no Mercado Atacadista de Energia;
- h) planejar e efetuar operações de compra e venda de energia no atacado, bem como as operações de gerenciamento de riscos associados;
- i) desenvolver atividades de compra, venda e contabilização de energia no Mercado Atacadista de Energia;
- j) representar a Empresa junto ao Mercado Atacadista de Energia;
- l) estabelecer preços de compra e venda de energia elétrica;
- m) coordenar a elaboração e a negociação das tarifas de energia elétrica da Companhia;
- n) analisar propostas e coordenar o desenvolvimento de novos negócios da Companhia que não sejam de geração, transmissão, distribuição e comercialização, em conjunto com outras áreas envolvidas;
- o) apoiar as outras Diretorias no desenvolvimento dos novos negócios de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição da Companhia;
- p) avaliar e acompanhar as participações da Companhia em outras empresas;
- q) aprovar os contratos de compra e venda de energia de valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais).

IV- 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 operação e manutenção 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 desta Diretoria;
- e) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;
- f) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico da Companhia com os de outras Empresas;
- g) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- h) gerir os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;

i) garantir a disponibilidade das instalações e equipamentos de geração e transmissão.

V – 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) administrar o processo de contratação de obras e serviços e de aquisição e alienação de materiais e imóveis;
- i) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados;
- j) 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;
- l) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.

VI - Do Diretor de Planejamento, Projetos e Construções:

- a) elaborar o planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e subtransmissão;
- b) consolidar o planejamento do sistema elétrico da Companhia;
- c) consolidar o Programa de Investimentos em geração, transmissão, subtransmissão e distribuição da Companhia;
- d) representar a Companhia junto ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos;
- e) conduzir negociações para o desenvolvimento de empreendimentos de geração e transmissão;
- f) promover o projeto, construção e montagem das instalações de geração, transmissão, subtransmissão e co-geração;
- g) promover o projeto e a construção de edificações;
- h) conduzir estudos de avaliação e ações para obtenção de licenciamento ambiental;
- i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.

Parágrafo único – O Diretor de Finanças e Participações exercerá, cumulativamente, a função de Diretor de Relações com Investidores.

CAPÍTULO V

Do Conselho Fiscal

Art. 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.

Art. 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.

Art. 25 - As atribuições do Conselho Fiscal são as fixadas na Lei de Sociedades por Ações.

Art. 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

Art. 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, em acordo com a legislação pertinente.

Art. 28 - Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto sobre a renda.

Parágrafo único - Os dividendos do exercício só serão distribuídos depois de efetuada a dedução da reserva legal, esta na base de 5% (cinco por cento) do lucro, até o máximo previsto em lei.

Art. 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 aquele assegurado às ações preferenciais.

Parágrafo único - A Assembléia Geral poderá destinar aos acionistas dividendo adicional ao previsto nas letras “a” e “b” supra, neste caso, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias.

Art. 30 - A distribuição de dividendos estabelecida no artigo anterior não será inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro, na forma da Lei de Sociedades por Ações.

§ 1º - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros, a título de juros sobre o capital próprio.

§ 2º - Os juros pagos ou creditados a título de capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputados 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.

Art. 31 - Os dividendos serão pagos dentro do prazo máximo de 60 (sessenta) dias, a contar da data de realização da Assembléia Geral que autorizar a sua distribuição, ou em conformidade com a deliberação da Assembléia, cabendo à Diretoria, respeitado esse prazo, determinar as épocas, lugares 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.

CAPÍTULO VII

Da Responsabilidade dos Administradores

Art. 32 - 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.

Art. 33 - A Companhia assegurará aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva, quando legalmente possível, a defesa em processos judiciais e administrativos propostos por terceiros contra as pessoas desses Administradores, durante ou após os

respectivos mandatos, por atos de gestão praticados no exercício de suas funções, podendo manter contrato de seguro para a cobertura de despesas processuais, honorários advocatícios e indenizações decorrentes dos referidos processos.

§ 1º - A garantia prevista no *caput* deste artigo estende-se aos empregados que legalmente atuarem por delegação dos Administradores da Companhia.

§ 2º - 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, quando não cobertos por seguro.

PRIMEIRO ADITAMENTO AO CONTRATO DE AGENCIAMENTO FISCAL

entre

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
Emissora

e

THE CHASE MANHATTAN BANK
Agente Fiscal, Registrante, Agente Pagador e Agente Transferidor

e

CHASE TRUST BANK
Principal Agente Pagador

e

CHASE MANHATTAN BANK LUXEMBOURG S.A
Agente Pagador e Agente Transferidor

De 11 de outubro de 2001

9.125% Notes Due 2004

PRIMEIRO ADITAMENTO AO CONTRATO DE AGENCIAMENTO FISCAL, datado de 11 de outubro de 2001, (o “Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal”), ao Contrato de Agenciamento Fiscal, datado de 18 de novembro de 1996 (o “Contrato de Agenciamento Fiscal”), entre Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a “Emissora”), sociedade de economia mista organizada sob as leis da República Federativa do Brasil, The Chase Manhattan Bank, instituição financeira de Nova Iorque, organizada sob as leis do Estado de Nova Iorque, como agente fiscal (o “Agente Fiscal”), registrante, agente pagador e agente transferidor, Chase Trust Bank, instituição financeira organizada sob as leis do Japão, como principal agente pagador e agente transferidor, e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., uma sociedade anônima organizada sob as leis do Grão Ducado de Luxemburgo, como agente pagador e agente transferidor.

CONSIDERANDO

CONSIDERANDO QUE, a Emissora autorizou a oferta e venda de 9.125% Notes due 2004 no valor principal agregado de US\$150.000.000 de emissão da Emissora (os “Títulos”) de acordo com o Contrato de Agenciamento Fiscal;

CONSIDERANDO QUE, a Emissora e o Agente Fiscal são partes do Contrato de Agenciamento Fiscal;

CONSIDERANDO QUE, a Emissora e o Agente Fiscal acordaram em aditar o Contrato de Agenciamento Fiscal conforme aqui estabelecido (assim aditado, o “Contrato de Agenciamento Fiscal”) com a finalidade de permitir, mediante apresentação e devolução dos Títulos, que tais Títulos sejam comprados do respectivo titular pelo valor de resgate aplicável, juntamente com juros, se for o caso, até a data fixada para o resgate;

CONSIDERANDO QUE, todas as condições e requerimentos do Contrato de Agenciamento Fiscal necessários para tornar este Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal um instrumento válido, vinculante e legal de acordo com seus termos foram observados e efetuados pelas partes do presente e a assinatura do mesmo foi devidamente autorizada em todos os aspectos pelas partes;

AS PARTES RESOLVEM:

Em consideração às premissas e acordos mútuos aqui contidos, a Emissora e o Agente Fiscal obrigam-se e acordam que o Contrato de Agenciamento Fiscal fica aditado e alterado, para os fins aqui descritos, conforme segue:

I ALTERAÇÃO AO CONTRATO DE AGENCIAMENTO FISCAL

O primeiro parágrafo do item (f) da Cláusula 7 do Contrato de Agenciamento Fiscal é neste ato alterado e ratificado em sua totalidade conforme abaixo:

“(g) Se uma notificação de resgate tiver sido entregue ao Agente Fiscal por um titular nos termos do Parágrafo 6(b) dos Títulos e recebido pelo Agente Fiscal não menos que 30 nem mais que 60 dias corridos anteriormente à data do resgate, os Títulos especificados em tal notificação tornar-se-ão vencidos e pagáveis na data especificada nos Títulos, pelo preço de resgate aplicável, juntamente com juros acruados, se for o caso, até a data estabelecida para o resgate e Montantes Adicionais, se for o caso (o “Preço de Resgate”). Mediante apresentação e entrega de tais Títulos na data e no lugar ou lugares de pagamento especificados na notificação da Emissora nos termos do item (d) acima, a Companhia, à sua inteira opção, pode tanto (A) pagar e resgatar tais Títulos ou (B) comprar tais Títulos ou fazer com que tais Títulos sejam comprados dos respectivos titulares resgatantes sem resgatar ou cancelar os mesmos, em cada caso pelo Preço de Resgate. Nesta data e posteriormente, juros sobre tais Títulos deixarão de

acruar para tais titulares resgatantes e nenhum pagamento será efetuado a tais titulares resgatantes a esse respeito. Referências ao resgate de Títulos contidas nesta Cláusula 7 e nos Títulos são consideradas referências ao resgate ou à compra dos Títulos conforme descrito neste parágrafo.”

II. DISPOSIÇÕES GERAIS

- A. Incorporação do Contrato de Agenciamento Fiscal. Todos os termos deste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal serão incorporados e tornados parte do Contrato de Agenciamento Fiscal; e o Contrato de Agenciamento Fiscal, conforme aditado ou alterado por este Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal, deverá ser lido, tido e interpretado como um único instrumento.
- B. Títulos. Os títulos dos parágrafos e subparágrafos deste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal são utilizados por conveniência somente e não serão considerados parte do mesmo.
- C. Vias. Este Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal poderá ser celebrado em qualquer número de vias, cada qual assinada e considerada uma via original, mas todas essas vias deverão conjuntamente constituir um único instrumento.
- D. Sucessores. Todas as obrigações e acordos deste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal assumidos pela Emissora e pelo Agente Fiscal vinculará seus respectivos sucessores.
- E. Separabilidade. Caso qualquer cláusula deste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal seja considerada inválida, ilegal ou inexecutável, a validade, legalidade e exequibilidade das demais cláusulas não será afetada ou prejudicada de nenhum modo.
- F. Benefícios do Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal. Nada neste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal, expressa ou implícitamente, conferirá a qualquer pessoa, com exceção das partes ao presente e seus sucessores e os titulares dos Títulos, qualquer benefício ou direito legal ou de equidade, remédio ou demanda decorrente deste Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal.
- G. Termos definidos. Exceto se a um termo for conferido um significado específico neste Instrumento, todos os termos definidos no Contrato de Agenciamento Fiscal têm os mesmos significados neste Instrumento.
- H. Lei aplicável. Este Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal será governado e interpretado de acordo com as leis do Estado de Nova Iorque.

Estando assim justas e contratadas, as partes ao presente assinaram este Primeiro Aditamento ao Contrato de Agenciamento Fiscal em 11 de outubro de 2001.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Como Emissora

Por: _____

Nome:

Cargo:

Por: _____

Nome:

Cargo:

THE CHASE MANHATTAN BANK

Como Agente Fiscal, Registrante, Agente Pagador e
Agente Transferidor

Por: _____
Nome:
Cargo:

CHASE TRUST BANK
Como Principal Agente Pagador

Por: _____
Nome:
Cargo:

CHASE MANHATTAN BANK LUXEMBOURG
S.A.
Como Agente Pagador e Agente Transferidor

Por: _____
Nome:
Cargo:

**PRIMEIRO ADITIVO AO TERMO DE
CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITO DO
SALDO REMANESCENTE DA CONTA DE
RESULTADOS A COMPENSAR - CRC QUE
ENTRE SI CELEBRAM O ESTADO DE MINAS
GERAIS, POR MEIO DA SECRETARIA DE
ESTADO DA FAZENDA, E A COMPANHIA
ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**

O **ESTADO DE MINAS GERAIS**, pela Secretaria de Estado da Fazenda, com sede na Praça da Liberdade, s/nº, em Belo Horizonte/MG, CNPJ nº 18.715.615/0001-60, neste ato representado pelo Secretário de Estado da Fazenda, Sr. José Augusto Trópia Reis, doravante denominado **ESTADO**, e a **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS CEMIG**, sociedade de economia mista estadual com sede em Belo Horizonte/MG, na Av. Barbacena, nº 1.200, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, neste ato representada por seu Presidente, Sr. Djalma Bastos de Moraes, e por seu Diretor de Finanças e Comercialização, Sr. Cristiano Corrêa de Barros, doravante denominada **CEMIG**;

Considerando:

- a) o Termo de Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar – CRC, a seguir denominado simplesmente Contrato CRC, celebrado em 31 de maio de 1995, entre o **ESTADO** e a **CEMIG**, através do qual foram transferidos ao **ESTADO** 852.851.282,9305 UFIR, equivalentes, em 02 de maio de 1995, a R\$602.198.290,88 (seiscentos e dois milhões, cento e noventa e oito mil, duzentos e noventa reais e oitenta e oito centavos);
- b) que a Lei nº 8.383, de 30 de dezembro de 1991, que instituiu a UFIR, em seu art. 2º, § 2º estabeleceu que sua correção dar-se-ia pela evolução do IPCA-E;
- c) que a Medida Provisória nº 1973-67, de 26.10.2000, em seu artigo 29, parágrafo terceiro, extinguiu a Unidade Fiscal de Referência-UFIR;
- d) que a Cláusula Sexta do Contrato CRC prevê que em caso de extinção da UFIR o reajuste do saldo devedor passará automaticamente a ser efetuado com base no IPG-DI;
- e) que a Procuradoria Geral do Estado, através do Parecer Nº 11.707 de 16.01.2001, manifestou-se favorável à correção do saldo devedor do Contrato CRC pela variação do IPCA-E, no período de janeiro a outubro de 2000,

Resolvem aditar o Contrato CRC conforme abaixo:

Cláusula Primeira

Fica incluído na Cláusula Sexta do Contrato CRC o parágrafo único com a seguinte redação:

“Parágrafo Único

O reajuste do saldo devedor far-se-á com base na variação do IPCA-E nos meses de janeiro a outubro de 2000 e, nos meses de novembro e dezembro de 2000, será corrigido com base no IGP-DI, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.”

Cláusula Segunda

As demais Cláusulas e condições não alteradas por este aditivo permanecem válidas e em pleno vigor tal qual originalmente contratadas, sendo neste ato integralmente ratificadas.

E como prova de assim haverem ajustados, assinam este instrumento, em três vias para um só efeito legal, na presença das testemunhas a seguir nomeadas e também assinadas.

Belo Horizonte, 24 de fevereiro de 2001

ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DA FAZENDA
José Augusto Trópia Reis

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

Djalma Bastos de Morais Diretor Presidente	Cristiano Corrêa de Barros Diretor de Finanças e Comercialização
---	---

TESTEMUNHAS

Magno Simões de Brito	Wilma Piedade Alves
-----------------------	---------------------

**SEGUNDO ADITIVO AO TERMO DE
CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITO DO
SALDO REMANESCENTE DA CONTA DE
RESULTADOS A COMPENSAR - CRC QUE
ENTRE SI CELEBRAM O ESTADO DE MINAS
GERAIS E A COMPANHIA ENERGÉTICA DE
MINAS GERAIS - CEMIG**

O **ESTADO DE MINAS GERAIS**, por intermédio da Secretaria de Estado da Fazenda, com sede na Praça da Liberdade, s/nº, em Belo Horizonte/MG, CNPJ nº 18.715.615/0001-60, neste ato representada por seu Secretário de Estado da Fazenda, José Augusto Trópia Reis, doravante denominado **ESTADO**, e a **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS CEMIG**, sociedade de economia mista estadual com sede em Belo Horizonte/MG, na Av. Barbacena, nº 1.200, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, neste ato representada por seu Presidente, Sr. Djalma Bastos de Moraes, e por seu Diretor de Finanças e Participações, Sr. Cristiano Corrêa de Barros, doravante denominada **CEMIG**, com fundamento na Lei Federal n. 8727, de 5 de novembro de 1993, na Medida Provisória n. 2181-45, de 24 de agosto de 2001, na Medida Provisória n. 14, de 24 de dezembro de 2001, convertida na Lei Federal n. 10.438, de 26 de abril de 2002, na Lei do Estado de Minas Gerais n. 14.247, de 4 de maio de 2002, e legislação aplicável à espécie.

Considerando:

f) que estão avançados os entendimentos havidos entre a CEMIG e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social-BNDES para a formalização da operação prevista na Lei 10.438/02, assegurando-se, então, à CEMIG a regularização do recebimento dos seus créditos;

g) que, procurando solver as pendências havidas com a CEMIG na forma autorizada legalmente da federalização da dívida, foi editada a Lei Estadual nº 14.247, de 4 de maio de 2002, reforçando as garantias do **Contrato CRC**, representadas por receitas provenientes dos tributos de que trata o art. 155, além das receitas a que se referem os arts. 157 e 159, inciso I, alínea “a”, e inciso II, todos da Constituição da República, o que ocorreu somente em 04 de junho de 2002;

h) que o saldo devedor do **Contrato de Cessão de Créditos Remanescentes da Conta de Resultados a Compensar (doravante “Contrato”)**, referentes às parcelas vincendas no período de 01 de janeiro de 2003 a 01 de maio de 2015, é de R\$1.131.110.933,94 (um bilhão, cento e trinta e um milhões, cento e dez mil, novecentos e trinta e três reais e noventa e quatro centavos), a valores de 01 de setembro de 2002;

Resolvem aditar o Contrato, mediante as cláusulas e condições a seguir aduzidas:

Cláusula Primeira

O saldo devedor referente às parcelas vincendas a partir de 01 de janeiro de 2003, no valor de R\$1.131.110.933,94 (um bilhão, cento e trinta e um milhões, cento e dez mil, novecentos e trinta e três reais e noventa e quatro centavos), a valores de 01 de setembro de 2002, será pago em 149 (cento e quarenta e nove) parcelas mensais e consecutivas, de valor unitário de R\$10.691.771,02 (dez milhões, seiscentos e noventa e um mil, setecentos e setenta e um reais e dois centavos), calculadas pela Tabela Price, aplicando-se juros de 0,486755% ao mês, correspondentes à taxa efetiva de 6% ao ano, conforme detalhado no Anexo 1, vencendo-se a primeira parcela em 01 de janeiro de 2003 e a última em 01 de

maio de 2015. Tais parcelas serão atualizadas a partir de 01 de setembro de 2002 até a data de seu efetivo pagamento pela variação mensal do IGP-DI, conforme previsto na Cláusula Sexta do **Contrato**.

Cláusula Segunda

As demais Cláusulas e condições não alteradas por este Aditivo permanecem válidas e em pleno vigor, sendo neste ato integralmente ratificadas pelas partes.

E, por assim haverem ajustado, as partes assinam este Aditivo em 03 (três) vias para um só efeito legal, na presença das testemunhas a seguir nomeadas, que também o assinam.

Belo Horizonte, 14 de outubro de 2002

ESTADO DE MINAS GERAIS
José Augusto Trópia Reis

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
Djalma Bastos de Morais
Diretor Presidente
Cristiano Corrêa de Barros
Diretor de Finanças e Comercialização

TESTEMUNHAS
Paulo Eduardo P. Guimarães
CPF: 536.751.266-68
Pedro Carlos Hosken Vieira
CPF: 141.356.476-34

Contrato de Cessão da CRC

Valores em R\$

		Total Parcelas	Taxa Juros (a.m.)	Taxa Juros (a.a.)		
		149	0,4867550%	6,00%		
		Taxa Desconto				
		12,00%				
DATA	Parcela	Serviço de Dívida das Parcelas a Vencer				
		Principal	Saldo Devedor	Parcela	Juros	
VP 01/09/02 (Preço Set/02)	---	540.233.902	---	827.132.762,69	286.898.861	
01/08/2002						
01/09/2002		-		-	-	Parcelas em
01/10/2002		-		-	-	VP em set/02
01/11/2002		-		-	-	(acumuladas)
01/12/2002		-	1.131.110.933,94	-	-	
01/01/2003	1	5.186.032	1.125.924.901,95	10.691.771,02	5.505.739	10.295.410,00
01/02/2003	2	5.211.275	1.120.713.626,69	10.691.771,02	5.480.496	20.494.047,28
01/03/2003	3	5.236.641	1.115.476.985,28	10.691.771,02	5.455.130	30.596.821,45
01/04/2003	4	5.262.131	1.110.214.854,26	10.691.771,02	5.429.640	40.604.633,60
01/05/2003	5	5.287.745	1.104.927.109,55	10.691.771,02	5.404.026	50.518.376,32
01/06/2003	6	5.313.483	1.099.613.626,48	10.691.771,02	5.378.288	60.338.933,84
01/07/2003	7	5.339.347	1.094.274.279,77	10.691.771,02	5.352.424	70.067.182,05
01/08/2003	8	5.365.336	1.088.908.943,52	10.691.771,02	5.326.435	79.703.988,63
01/09/2003	9	5.391.452	1.083.517.491,23	10.691.771,02	5.300.319	89.250.213,09
01/10/2003	10	5.417.695	1.078.099.795,77	10.691.771,02	5.274.076	98.706.706,86
01/11/2003	11	5.444.066	1.072.655.729,41	10.691.771,02	5.247.705	108.074.313,38
01/12/2003	12	5.470.566	1.067.185.163,79	10.691.771,02	5.221.205	117.353.868,16
01/01/2004	13	5.497.194	1.061.687.969,91	10.691.771,02	5.194.577	126.546.198,84
01/02/2004	14	5.523.952	1.056.164.018,17	10.691.771,02	5.167.819	135.652.125,30
01/03/2004	15	5.550.840	1.050.613.178,32	10.691.771,02	5.140.931	144.672.459,70
01/04/2004	16	5.577.859	1.045.035.319,48	10.691.771,02	5.113.912	153.608.006,57
01/05/2004	17	5.605.009	1.039.430.310,13	10.691.771,02	5.086.762	162.459.562,88
01/06/2004	18	5.632.292	1.033.798.018,12	10.691.771,02	5.059.479	171.227.918,11
01/07/2004	19	5.659.707	1.028.138.310,64	10.691.771,02	5.032.064	179.913.854,32
01/08/2004	20	5.687.256	1.022.451.054,25	10.691.771,02	5.004.515	188.518.146,20
01/09/2004	21	5.714.939	1.016.736.114,86	10.691.771,02	4.976.832	197.041.561,20
01/10/2004	22	5.742.757	1.010.993.357,72	10.691.771,02	4.949.014	205.484.859,50
01/11/2004	23	5.770.710	1.005.222.647,42	10.691.771,02	4.921.061	213.848.794,19
01/12/2004	24	5.798.800	999.423.847,90	10.691.771,02	4.892.972	222.134.111,24
01/01/2005	25	5.827.025	993.596.822,43	10.691.771,02	4.864.746	230.341.549,64
01/02/2005	26	5.855.389	987.741.433,62	10.691.771,02	4.836.382	238.471.841,40
01/03/2005	27	5.883.890	981.857.543,42	10.691.771,02	4.807.881	246.525.711,68
01/04/2005	28	5.912.530	975.945.013,09	10.691.771,02	4.779.241	254.503.878,81
01/05/2005	29	5.941.310	970.003.703,22	10.691.771,02	4.750.461	262.407.054,36
01/06/2005	30	5.970.229	964.033.473,73	10.691.771,02	4.721.542	270.235.943,23

01/07/2005	31	5.999.290	958.034.183,85	10.691.771,02	4.692.481	277.991.243,69
01/08/2005	32	6.028.492	952.005.692,12	10.691.771,02	4.663.279	285.673.647,43
01/09/2005	33	6.057.836	945.947.856,41	10.691.771,02	4.633.935	293.283.839,65
01/10/2005	34	6.087.323	939.860.533,88	10.691.771,02	4.604.448	300.822.499,12
01/11/2005	35	6.116.953	933.743.581,00	10.691.771,02	4.574.818	308.290.298,20
01/12/2005	36	6.146.727	927.596.853,55	10.691.771,02	4.545.044	315.687.902,98
01/01/2006	37	6.176.647	921.420.206,59	10.691.771,02	4.515.124	323.015.973,23
01/02/2006	38	6.206.712	915.213.494,50	10.691.771,02	4.485.059	330.275.162,55
01/03/2006	39	6.236.924	908.976.570,93	10.691.771,02	4.454.847	337.466.118,41
01/04/2006	40	6.267.282	902.709.288,82	10.691.771,02	4.424.489	344.589.482,17
01/05/2006	41	6.297.788	896.411.500,40	10.691.771,02	4.393.983	351.645.889,16
01/06/2006	42	6.328.443	890.083.057,18	10.691.771,02	4.363.328	358.635.968,75
01/07/2006	43	6.359.247	883.723.809,94	10.691.771,02	4.332.524	365.560.344,40
01/08/2006	44	6.390.201	877.333.608,75	10.691.771,02	4.301.570	372.419.633,69
01/09/2006	45	6.421.306	870.912.302,94	10.691.771,02	4.270.465	379.214.448,41
01/10/2006	46	6.452.562	864.459.741,10	10.691.771,02	4.239.209	385.945.394,60
01/11/2006	47	6.483.970	857.975.771,09	10.691.771,02	4.207.801	392.613.072,59
01/12/2006	48	6.515.531	851.460.240,03	10.691.771,02	4.176.240	399.218.077,08
01/01/2007	49	6.547.246	844.912.994,30	10.691.771,02	4.144.525	405.760.997,17
01/02/2007	50	6.579.115	838.333.879,53	10.691.771,02	4.112.656	412.242.416,44
01/03/2007	51	6.611.139	831.722.740,59	10.691.771,02	4.080.632	418.662.912,97
01/04/2007	52	6.643.319	825.079.421,60	10.691.771,02	4.048.452	425.023.059,40
01/05/2007	53	6.675.656	818.403.765,92	10.691.771,02	4.016.115	431.323.423,00
01/06/2007	54	6.708.150	811.695.616,15	10.691.771,02	3.983.621	437.564.565,72
01/07/2007	55	6.740.802	804.954.814,13	10.691.771,02	3.950.969	443.747.044,19
01/08/2007	56	6.773.613	798.181.200,92	10.691.771,02	3.918.158	449.871.409,84
01/09/2007	57	6.806.584	791.374.616,80	10.691.771,02	3.885.187	455.938.208,91
01/10/2007	58	6.839.716	784.534.901,30	10.691.771,02	3.852.056	461.947.982,50
01/11/2007	59	6.873.008	777.661.893,14	10.691.771,02	3.818.763	467.901.266,63
01/12/2007	60	6.906.463	770.755.430,27	10.691.771,02	3.785.308	473.798.592,27
01/01/2008	61	6.940.080	763.815.349,84	10.691.771,02	3.751.691	479.640.485,42
01/02/2008	62	6.973.862	756.841.488,23	10.691.771,02	3.717.909	485.427.467,11
01/03/2008	63	7.007.807	749.833.681,00	10.691.771,02	3.683.964	491.160.053,49
01/04/2008	64	7.041.918	742.791.762,91	10.691.771,02	3.649.853	496.838.755,86
01/05/2008	65	7.076.195	735.715.567,94	10.691.771,02	3.615.576	502.464.080,70
01/06/2008	66	7.110.639	728.604.929,23	10.691.771,02	3.581.132	508.036.529,75
01/07/2008	67	7.145.250	721.459.679,13	10.691.771,02	3.546.521	513.556.600,01
01/08/2008	68	7.180.030	714.279.649,17	10.691.771,02	3.511.741	519.024.783,81
01/09/2008	69	7.214.979	707.064.670,06	10.691.771,02	3.476.792	524.441.568,89
01/10/2008	70	7.250.098	699.814.571,67	10.691.771,02	3.441.673	529.807.438,35
01/11/2008	71	7.285.389	692.529.183,07	10.691.771,02	3.406.382	535.122.870,79
01/12/2008	72	7.320.851	685.208.332,48	10.691.771,02	3.370.920	540.388.340,30
01/01/2009	73	7.356.485	677.851.847,28	10.691.771,02	3.335.286	545.604.316,51
01/02/2009	74	7.392.293	670.459.554,02	10.691.771,02	3.299.478	550.771.264,63
01/03/2009	75	7.428.276	663.031.278,40	10.691.771,02	3.263.495	555.889.645,50
01/04/2009	76	7.464.433	655.566.845,28	10.691.771,02	3.227.338	560.959.915,65
01/05/2009	77	7.500.767	648.066.078,66	10.691.771,02	3.191.004	565.982.527,30
01/06/2009	78	7.537.277	640.528.801,68	10.691.771,02	3.154.494	570.957.928,40
01/07/2009	79	7.573.965	632.954.836,63	10.691.771,02	3.117.806	575.886.562,73
01/08/2009	80	7.610.832	625.344.004,93	10.691.771,02	3.080.939	580.768.869,88

01/09/2009	81	7.647.878	617.696.127,12	10.691.771,02	3.043.893	585.605.285,29
01/10/2009	82	7.685.104	610.011.022,88	10.691.771,02	3.006.667	590.396.240,33
01/11/2009	83	7.722.512	602.288.511,01	10.691.771,02	2.969.259	595.142.162,32
01/12/2009	84	7.760.102	594.528.409,43	10.691.771,02	2.931.669	599.843.474,55
01/01/2010	85	7.797.874	586.730.535,17	10.691.771,02	2.893.897	604.500.596,32
01/02/2010	86	7.835.831	578.894.704,37	10.691.771,02	2.855.940	609.113.943,02
01/03/2010	87	7.873.972	571.020.732,27	10.691.771,02	2.817.799	613.683.926,10
01/04/2010	88	7.912.299	563.108.433,22	10.691.771,02	2.779.472	618.210.953,18
01/05/2010	89	7.950.813	555.157.620,65	10.691.771,02	2.740.958	622.695.428,02
01/06/2010	90	7.989.514	547.168.107,11	10.691.771,02	2.702.257	627.137.750,59
01/07/2010	91	8.028.403	539.139.704,21	10.691.771,02	2.663.368	631.538.317,11
01/08/2010	92	8.067.482	531.072.222,66	10.691.771,02	2.624.289	635.897.520,07
01/09/2010	93	8.106.750	522.965.472,24	10.691.771,02	2.585.021	640.215.748,26
01/10/2010	94	8.146.210	514.819.261,80	10.691.771,02	2.545.561	644.493.386,85
01/11/2010	95	8.185.863	506.633.399,28	10.691.771,02	2.505.909	648.730.817,34
01/12/2010	96	8.225.708	498.407.691,66	10.691.771,02	2.466.063	652.928.417,69
01/01/2011	97	8.265.747	490.141.945,00	10.691.771,02	2.426.024	657.086.562,28
01/02/2011	98	8.305.981	481.835.964,40	10.691.771,02	2.385.790	661.205.621,97
01/03/2011	99	8.346.410	473.489.554,03	10.691.771,02	2.345.361	665.285.964,15
01/04/2011	100	8.387.037	465.102.517,09	10.691.771,02	2.304.734	669.327.952,76
01/05/2011	101	8.427.861	456.674.655,83	10.691.771,02	2.263.910	673.331.948,28
01/06/2011	102	8.468.884	448.205.771,53	10.691.771,02	2.222.887	677.298.307,86
01/07/2011	103	8.510.107	439.695.664,51	10.691.771,02	2.181.664	681.227.385,25
01/08/2011	104	8.551.530	431.144.134,12	10.691.771,02	2.140.241	685.119.530,88
01/09/2011	105	8.593.155	422.550.978,73	10.691.771,02	2.098.616	688.975.091,91
01/10/2011	106	8.634.983	413.915.995,73	10.691.771,02	2.056.788	692.794.412,20
01/11/2011	107	8.677.014	405.238.981,52	10.691.771,02	2.014.757	696.577.832,42
01/12/2011	108	8.719.250	396.519.731,50	10.691.771,02	1.972.521	700.325.690,00
01/01/2012	109	8.761.691	387.758.040,10	10.691.771,02	1.930.080	704.038.319,23
01/02/2012	110	8.804.339	378.953.700,73	10.691.771,02	1.887.432	707.716.051,23
01/03/2012	111	8.847.195	370.106.505,80	10.691.771,02	1.844.576	711.359.214,02
01/04/2012	112	8.890.259	361.216.246,70	10.691.771,02	1.801.512	714.968.132,54
01/05/2012	113	8.933.533	352.282.713,82	10.691.771,02	1.758.238	718.543.128,67
01/06/2012	114	8.977.017	343.305.696,52	10.691.771,02	1.714.754	722.084.521,28
01/07/2012	115	9.020.713	334.284.983,14	10.691.771,02	1.671.058	725.592.626,21
01/08/2012	116	9.064.622	325.220.360,99	10.691.771,02	1.627.149	729.067.756,36
01/09/2012	117	9.108.745	316.111.616,34	10.691.771,02	1.583.026	732.510.221,68
01/10/2012	118	9.153.082	306.958.534,42	10.691.771,02	1.538.689	735.920.329,21
01/11/2012	119	9.197.635	297.760.899,41	10.691.771,02	1.494.136	739.298.383,09
01/12/2012	120	9.242.405	288.518.494,46	10.691.771,02	1.449.366	742.644.684,62
01/01/2013	121	9.287.393	279.231.101,64	10.691.771,02	1.404.378	745.959.532,26
01/02/2013	122	9.332.600	269.898.501,97	10.691.771,02	1.359.171	749.243.221,66
01/03/2013	123	9.378.027	260.520.475,40	10.691.771,02	1.313.744	752.496.045,69
01/04/2013	124	9.423.675	251.096.800,82	10.691.771,02	1.268.096	755.718.294,48
01/05/2013	125	9.469.545	241.627.256,03	10.691.771,02	1.222.226	758.910.255,43
01/06/2013	126	9.515.638	232.111.617,76	10.691.771,02	1.176.133	762.072.213,22
01/07/2013	127	9.561.956	222.549.661,65	10.691.771,02	1.129.815	765.204.449,87
01/08/2013	128	9.608.499	212.941.162,24	10.691.771,02	1.083.272	768.307.244,76
01/09/2013	129	9.655.269	203.285.892,97	10.691.771,02	1.036.502	771.380.874,62
01/10/2013	130	9.702.267	193.583.626,20	10.691.771,02	989.504	774.425.613,59

01/11/2013	131	9.749.493	183.834.133,16	10.691.771,02	942.278	777.441.733,23
01/12/2013	132	9.796.949	174.037.183,97	10.691.771,02	894.822	780.429.502,56
01/01/2014	133	9.844.636	164.192.547,64	10.691.771,02	847.135	783.389.188,05
01/02/2014	134	9.892.556	154.299.992,06	10.691.771,02	799.215	786.321.053,69
01/03/2014	135	9.940.708	144.359.283,97	10.691.771,02	751.063	789.225.360,96
01/04/2014	136	9.989.095	134.370.188,98	10.691.771,02	702.676	792.102.368,91
01/05/2014	137	10.037.717	124.332.471,57	10.691.771,02	654.054	794.952.334,14
01/06/2014	138	10.086.577	114.245.895,07	10.691.771,02	605.195	797.775.510,84
01/07/2014	139	10.135.673	104.110.221,66	10.691.771,02	556.098	800.572.150,81
01/08/2014	140	10.185.009	93.925.212,35	10.691.771,02	506.762	803.342.503,48
01/09/2014	141	10.234.585	83.690.627,00	10.691.771,02	457.186	806.086.815,95
01/10/2014	142	10.284.403	73.406.224,29	10.691.771,02	407.368	808.805.332,98
01/11/2014	143	10.334.463	63.071.761,74	10.691.771,02	357.308	811.498.297,05
01/12/2014	144	10.384.766	52.686.995,67	10.691.771,02	307.005	814.165.948,32
01/01/2015	145	10.435.314	42.251.681,24	10.691.771,02	256.457	816.808.524,75
01/02/2015	146	10.486.109	31.765.572,39	10.691.771,02	205.662	819.426.262,02
01/03/2015	147	10.537.151	21.228.421,88	10.691.771,02	154.621	822.019.393,60
01/04/2015	148	10.588.441	10.639.981,26	10.691.771,02	103.330	824.588.150,79
01/05/2015	149	10.639.980	0,88	10.691.771,02	51.791	827.132.762,69
Total		1.131.110.933		1.593.073.882	461.962.949	

**TERCEIRO ADITIVO AO TERMO DE
CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITO DO
SALDO REMANESCENTE DA CONTA DE
RESULTADOS A COMPENSAR – CRC,
FIRMADO ENTRE O ESTADO DE MINAS
GERAIS E A COMPANHIA ENERGÉTICA DE
MINAS GERAIS - CEMIG**

O **ESTADO DE MINAS GERAIS**, por intermédio da Secretaria de Estado da Fazenda, com sede na Praça da Liberdade, s/nº, em Belo Horizonte/MG, CNPJ nº 18.715.615/0001-60, neste ato representada por seu Secretário de Estado da Fazenda, José Augusto Trópia Reis, doravante denominado **ESTADO**, e a **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS CEMIG**, sociedade de economia mista estadual com sede em Belo Horizonte/MG, na Av. Barbacena, nº 1.200, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, neste ato representada por seu Presidente, Sr. Djalma Bastos de Moraes, e por seu Diretor de Finanças e Participações, Sr. Cristiano Corrêa de Barros, doravante denominada **CEMIG**, com fundamento na Lei Federal n. 8727, de 5 de novembro de 1993, na Medida Provisória n. 2181-45, de 24 de agosto de 2001, na Medida Provisória n. 14, de 24 de dezembro de 2001, convertida na Lei Federal n. 10.438, de 26 de abril de 2002, na Lei Estadual n. 14.384, de 11 de outubro de 2002, e legislação aplicável à espécie.

Considerando:

i) a necessidade de regularização do pagamento das parcelas previstas no Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar – CRC, firmado entre o **ESTADO** e a **CEMIG** em 31 de maio de 1995, doravante denominado “**Contrato**”;

j) a necessidade de reequacionar o equilíbrio contratual originário entre as partes, notadamente na parte relativa ao equilíbrio econômico-financeiro e às condições garantidoras do efetivo pagamento das parcelas mensais;

k) que estão avançados os entendimentos havidos entre a **CEMIG** e o **BNDES** para a formalização da operação prevista na Lei 10.438/02, assegurando-se, então, à **CEMIG**, a regularização do recebimento dos seus créditos;

l) que o Estado tinha, originariamente (em 1995), oferecido como garantia, à **CEMIG**, as parcelas do Fundo de Participação dos Estados, as quais foram comprometidas pelo contrato de renegociação firmado com a União, em 18 de fevereiro de 1998 (Contrato 004/98/STN/COAFI), ficando, assim, o ente estadual desguarnecido dos valores oferecidos e a **CEMIG** despojada das garantias:

m) que, procurando solver as pendências havidas com a **CEMIG** na forma autorizada legalmente da federalização da dívida, o Estado editou a Lei Estadual nº 14.247, de 4 de junho de 2002, alterada pela Lei Estadual nº 14.384, de 11 de outubro de 2002, reforçando as garantias do **Contrato**, representadas por receitas provenientes dos tributos de que trata o art. 155, além das receitas a que se referem os arts. 157 e 159, inciso I, alínea “a”, e inciso II, todos da Constituição da República;

n) que a Lei Estadual nº 14.384, de 11 de outubro de 2002, autoriza o **ESTADO** a renegociar com a **CEMIG** as parcelas devidas do **CONTRATO**, mediante a adoção de taxa de juros até o limite previsto no § 3º do art. 192 da Constituição da República, bem como de cláusula de garantia do débito através da retenção de dividendos auferidos pelo **ESTADO** enquanto acionista da **CEMIG**;

Resolvem aditar o Contrato, mediante as cláusulas e condições seguintes:

Cláusula Primeira

Por este instrumento, o **ESTADO** e a **CEMIG** têm justo e acordado o reescalonamento do débito contratual, a ser apurado em 31 de dezembro de 2002, compreendendo as parcelas do principal, devidamente atualizadas, os juros e encargos moratórios calculados nos termos do **Contrato** e seu **Primeiro Aditivo**, doravante denominado **Débito**.

Cláusula Segunda

O montante do **Débito**, apurado na forma da Cláusula Primeira do presente, será pago em 149 (cento e quarenta e nove) parcelas mensais e consecutivas, calculadas pela Tabela Price, aplicando-se juros de 0,948879% ao mês, correspondentes à taxa efetiva de 12% ao ano, vencendo-se a primeira parcela em 1º de janeiro de 2003 e a última em 01 de maio de 2015. Tais parcelas serão atualizadas até a data de seu efetivo pagamento pela variação mensal do IGP-DI, conforme previsto na Cláusula Sexta do **Contrato**.

Cláusula Terceira

Em caso de atraso no pagamento das parcelas calculadas na forma da cláusula anterior, o valor devido será atualizado pela variação acumulada do IGP-DI, acrescido dos juros previstos na cláusula anterior e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, calculados “pro rata tempore”, até a data do efetivo pagamento.

Cláusula Quarta

Em caso de inadimplemento do **ESTADO**, fica a **CEMIG** autorizada, independentemente de qualquer notificação ou outra medida, a reter os dividendos e/ou juros sobre capital próprio a que fizer jus o **ESTADO** enquanto acionista da **CEMIG**, deduzidas as suas obrigações relativas ao empreendimento da Usina Hidrelétrica de Irapé, até o montante suficiente à plena quitação das parcelas vencidas, incluindo atualizações, juros e encargos moratórios calculados na forma da Cláusula Terceira.

Cláusula Quinta

Fica assegurado à **CEMIG**, independentemente de qualquer formalidade adicional, o direito de promover a cessão, no todo ou em parte, a terceiros de sua livre escolha, dos créditos constituídos pelas parcelas devidas pelo **ESTADO**, juntamente com todos os direitos, garantias e prerrogativas a elas inerentes, tudo de acordo com os termos e condições que vier a ajustar com o cessionário.

Parágrafo Primeiro

Ocorrendo a cessão nos termos desta Cláusula, a **CEMIG** deverá enviar ao **ESTADO** comunicação na forma do Anexo ao presente, informando o nome do cessionário, identificando as parcelas cedidas e a conta corrente na qual o **ESTADO** deverá efetuar os pagamentos referentes a tais parcelas.

Parágrafo Segundo

Quando do recebimento da comunicação a que se refere o Parágrafo Primeiro acima, o **ESTADO** obrigará-se a (1) reconhecer o cessionário das parcelas cedidas pela **CEMIG** como único e legítimo titular dos direitos de crédito correspondentes, e dos demais direitos, garantias e prerrogativas inerentes às parcelas cedidas, (2) a efetuar os pagamentos referentes às parcelas cedidas diretamente ao

cessionário e, (3) a assegurar ao cessionário todos e quaisquer direitos, garantias ou prerrogativas inerentes às parcelas cedidas, sendo vedada qualquer forma de compensação, obrigando-se, ainda, o **ESTADO** a praticar todos os atos que se fizerem necessários para tanto.

Parágrafo Terceiro

Na eventualidade de ocorrer a cessão total ou parcial dos direitos creditórios, nos termos desta cláusula, para a União ou para o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social-BNDES, as garantias originais e as adicionais descritas na Cláusula Quarta do presente Aditivo, vinculadas aos direitos transferidos, serão substituídas pelas receitas provenientes dos tributos de que trata o art. 155, além das receitas a que se referem os arts. 157 e 159, inciso I, alíneas “a”, e inciso II, todos da Constituição da República, conforme estabelecido no art. 2º da Lei Estadual 14.247/2002, de 04/06/2002.

Cláusula Sexta

As despesas decorrentes deste Aditivo correrão por conta da dotação orçamentária Encargos Gerais do Estado – 1911 28 843 777 7.202 0001 do orçamento em vigor, Lei nº 14169, de 15 de janeiro de 2002, e as dos exercícios subsequentes, pelas dotações próprias que forem fixadas nos respectivos orçamentos.

Cláusula Sétima

Permanecem válidas e em pleno vigor as demais cláusulas e condições do **Contrato**, do **Primeiro Aditivo** e do **Segundo Aditivo**, que não tenham sido alteradas pelo presente instrumento.

E, por assim haverem ajustado, as partes assinam o presente instrumento, em 03 (três) vias de igual teor e forma, e para um só efeito legal, na presença das testemunhas a seguir nomeadas, que também o assinam.

Belo Horizonte, 24 de outubro de 2002

ESTADO DE MINAS GERAIS
José Augusto Trópia Reis

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
Djalma Bastos de Moraes
Diretor Presidente
Cristiano Corrêa de Barros
Diretor de Finanças e Comercialização

TESTEMUNHAS
Manoel Bernardino Soares
CPF: 197.276.586-87
C.I.: M932779
Pedro Carlos Hosken Vieira
CPF: 141.356.476-34
C.I.: MG700745

**ESCRITURA PARTICULAR DA 1ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES SIMPLES,
DIVIDIDA EM DUAS SÉRIES DA ESPÉCIE SEM GARANTIA NEM PREFERÊNCIA DA
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**

Pelo presente instrumento particular,

- (a) **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**, sociedade por ações de economia mista, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, 1200, inscrita no CNPJ sob o nº 17.155.730/0001-64, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social (doravante simplesmente denominada “**EMISSORA**”); e
- (b) **PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.**, nomeada nesta Escritura e nela interveniente, instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Paulista nº 2439 - 11º andar, inscrita no CNPJ sob o nº 00.806.535/0001-54, representando a comunhão de debenturistas adquirentes das debêntures objeto da presente emissão, aqui representada na forma de seu Estatuto Social (doravante simplesmente denominada “**AGENTE FIDUCIÁRIO**”);

vêm, por esta, e na melhor forma de direito, celebrar a Escritura da 1ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Dividida em Duas séries, da Espécie sem Garantia nem Preferência da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG (doravante denominada “**ESCRITURA**”), mediante as seguintes cláusulas e condições:

CLÁUSULA I - DA AUTORIZAÇÃO

1.1. A presente **ESCRITURA** é firmada com base em deliberação da Assembléia Geral Extraordinária (“**AGE**”) dos acionistas da **EMISSORA** realizada em 14 de setembro de 2001.

1.2. A **EMISSORA**, através da **AGE**, delegou ao Conselho de Administração a deliberação sobre a oportunidade de emissão e sobre as matérias previstas nos incisos VI, VII e VIII do artigo 59 da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976 (“**LEI 6404/76**”).

CLÁUSULA II - DOS REQUISITOS

A emissão das debêntures da presente emissão (as “**DEBÊNTURES**”) será realizada com observância dos seguintes requisitos:

2.1. Arquivamento e Publicação da Ata da Assembléia Geral Extraordinária

A ata da **AGE** referida no item 1.1 foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob nº 2658651, em 02 de outubro de 2001 e será publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal “Hoje em Dia” e no jornal “O Estado de São Paulo”.

2.2. Registro da ESCRITURA

A presente **ESCRITURA** será registrada no competente Cartório de Registro de Imóveis da Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, de acordo com o exigido pelo inciso II do artigo 62 da **LEI 6404/76**.

2.3. Registro na Comissão de Valores Mobiliários

Esta emissão pública das DEBÊNTURES será registrada junto à Comissão de Valores Mobiliários (doravante denominada “CVM”) na forma das Leis n^{os} 6.385, de 7/12/76, 6.404 de 15/12/76, 9.457 de 5/5/97 e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

CLÁUSULA III - DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

3.1. - Objeto Social da EMISSORA

A EMISSORA tem por objeto: (i) construir e explorar sistemas de produção, transformação, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; (ii) a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial, construindo e operando, entre outros, sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; (iii) a prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; (iv) a exercer atividades direta ou reflexamente relacionadas ao seu objeto social; (v) a promover a perenização de cursos d’água que constituem as bacias hidrográficas do Estado de Minas Gerais, nas quais tenha ou venha a ter aproveitamentos hidrelétricos; e (vi) a criação de sociedades controladas e coligadas que tenham aquela finalidade, nos termos das Leis Estaduais n^o 828, de 14 de dezembro de 1951, n^o 8.655, de 18 de setembro de 1984, e n^o 12.653, de 23 de outubro de 1997.

3.2. - Número da Emissão e Divisão em Séries

A presente ESCRITURA constitui a 1^a emissão de debêntures da EMISSORA, dividida em duas séries.

3.3. - Montante da Emissão

O montante da presente emissão é de R\$625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais), em 2 (duas) séries, na DATA DE EMISSÃO, sendo R\$312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) relativos à 1^a série, e R\$312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) relativos à 2^a série.

3.4. - Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos através da emissão das DEBÊNTURES serão destinados ao financiamento de empreendimentos na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive para implementação de projetos envolvendo parcerias com empresas do setor privado, conforme o Programa de Obras de Geração e Transmissão da EMISSORA nos anos de 2001 e 2002.

3.5. - Colocação e Procedimento de Distribuição

As DEBÊNTURES serão objeto de distribuição pública, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, através do SDT - Sistema de Distribuição de Títulos, administrado pela ANDIMA - Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto e operacionalizado pela CETIP - Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos, utilizando-se o procedimento diferenciado de distribuição previsto no artigo 33 da Instrução CVM n^o 13, de 30 de setembro de 1980, atendida a ordem cronológica, não existindo reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo atendidos, preferencialmente, os clientes dos bancos coordenadores desta emissão que desejarem efetuar investimentos nas DEBÊNTURES. Não haverá preferência para a subscrição das DEBÊNTURES pelos atuais acionistas da EMISSORA.

A colocação pública das DEBÊNTURES somente terá início após a expedição dos registros de emissão de cada série pela CVM e da segunda publicação dos anúncios de início de distribuição. A colocação das DEBÊNTURES da 2ª Série terá início somente após a colocação integral das DEBÊNTURES da 1ª Série.

As DEBÊNTURES que não forem colocadas pelas instituições financeiras contratadas pela EMISSORA deverão ser obrigatoriamente canceladas através de deliberação da Assembléia Geral Extraordinária dos acionistas da EMISSORA.

3.6. - Registro da Negociação

As DEBÊNTURES terão registro para negociação junto ao (i) SND - Sistema Nacional de Debêntures (doravante denominado “SND”), administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP; e ao (ii) Sistema de Negociação BOVESPA FIX, da BOVESPA (doravante denominado “BOVESPA FIX”), custodiado na CBLC – Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (doravante denominada “CBLC”).

3.7. - Certificados de Debêntures

A EMISSORA não emitirá certificados de debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das DEBÊNTURES será comprovada pelo extrato emitido pelo Banco Itaú S.A., instituição financeira responsável pela escrituração das DEBÊNTURES e pela prestação dos serviços de banco mandatário desta Emissão (doravante denominada “BANCO MANDATÁRIO” e/ou “BANCO ESCRITURADOR”). Adicionalmente, será expedido pelo SND o Relatório de Posição de Ativos da CETIP acompanhado de extrato em nome do debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia destes títulos quando depositados no SND. Para as DEBÊNTURES depositadas na CBLC será emitido, pela CBLC, extrato de custódia em nome do debenturista.

CLÁUSULA IV - DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

4.1. - Características Básicas

4.1.1. - Valor Total da Emissão: O valor total da emissão será de R\$625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais), na DATA DE EMISSÃO.

4.1.2. - Valor Nominal Unitário: O valor nominal unitário das DEBÊNTURES será de R\$10.000,00 (dez mil reais), na DATA DE EMISSÃO.

4.1.3. - Número de Séries: A emissão será realizada em duas séries, cada uma de R\$312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais).

4.1.4. - Quantidade de Debêntures: Serão emitidas 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) DEBÊNTURES, sendo 31.250 (trinta e uma mil, duzentas e cinquenta) DEBÊNTURES da 1ª série e 31.250 (trinta e uma mil, duzentas e cinquenta) DEBÊNTURES da 2ª série.

4.1.5. - Data de Emissão: Para todos os fins e efeitos, a data da emissão será 01 de novembro de 2001 (a “DATA DE EMISSÃO”).

4.1.6. - Prazo de Vencimento: O prazo de vencimento das DEBÊNTURES da 1ª série será de 8 (oito) anos contados a partir da DATA DE EMISSÃO, vencendo-se, portanto, em 01.11.2009 (a “DATA DE VENCIMENTO DA 1ª SÉRIE”), e o prazo de vencimento das DEBÊNTURES da 2ª série será de 10 (dez) anos contados a partir da DATA DE EMISSÃO, vencendo-se, portanto, em 01.11.2011 (a “DATA

DE VENCIMENTO DA 2ª SÉRIE”). Por ocasião de cada data de vencimento a EMISSORA se obriga a proceder ao pagamento das DEBÊNTURES da respectiva série que ainda estejam em circulação, pelo valor nominal atualizado, se for o caso, acrescido dos juros remuneratórios.

4.1.7. – Forma: As DEBÊNTURES serão da forma nominativa escritural, sem emissão de cautelas ou certificados, conforme disposto no item 3.7 da Cláusula III.

4.1.8. – Classe: As DEBÊNTURES serão da classe simples, ou seja, não serão conversíveis em ações.

4.1.9. – Espécie: As DEBÊNTURES serão da espécie sem garantia nem preferência (quirografia).

4.1.10 - Mecanismo Alternativo de Pagamento: Na hipótese de não pagamento pela EMISSORA de qualquer valor devido com relação às DEBÊNTURES ou nos termos desta ESCRITURA nas respectivas datas de vencimento, as DEBÊNTURES terão PODER LIBERATÓRIO, e serão obrigatoriamente aceitas pela EMISSORA em dação em pagamento pelos debenturistas de contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela EMISSORA, nos termos da Cláusula VI - Mecanismo Alternativo de Pagamento – PODER LIBERATÓRIO.

4.2. - **Períodos de Vigência de Remuneração/Repactuação**

Para os efeitos desta ESCRITURA e da presente emissão, define-se como “Períodos de Vigência da Remuneração” o intervalo de tempo em que permanecem constantes as condições de atualização do valor nominal e os juros remuneratórios das DEBÊNTURES, definidos nos itens 4.3. e 4.4. adiante. Fica desde já definido que o “Primeiro Período de Vigência da Remuneração” das DEBÊNTURES terá início, para ambas as séries, na DATA DE EMISSÃO, e vencimento, para a 1ª série, em 01 de novembro de 2005, e, para a 2ª série, em 01 de novembro de 2006.

Caberá ao Conselho de Administração da EMISSORA deliberar sobre as condições de repactuação das DEBÊNTURES que vigorarão durante o(s) subseqüente(s) “Período(s) de Vigência da Remuneração”. As deliberações da EMISSORA sobre as condições de repactuação das DEBÊNTURES serão comunicadas pela EMISSORA por intermédio de publicação, conforme item 4.10 abaixo, até 15 (quinze) dias úteis antes do encerramento de cada “Período de Vigência da Remuneração”, informando:

- a) o prazo do próximo período de vigência da remuneração, obedecendo ao prazo mínimo estabelecido pela legislação pertinente;
- b) as condições da remuneração e atualização monetária, se houver, a vigor durante o próximo período de vigência da remuneração; e
- c) as datas de vencimento de juros.

Caso os debenturistas não concordem com as condições fixadas pela EMISSORA para o próximo “período de vigência da remuneração” ou caso tais condições não sejam publicadas pela EMISSORA, os debenturistas poderão, entre o 15º e o 5º dias úteis (inclusive) anteriores à data de repactuação, manifestar, através de informação ao respectivo sistema de custódia onde estiverem vinculados, sua opção de exercer o direito de venda de suas DEBÊNTURES à EMISSORA, sem prejuízo da possibilidade de ser requerido o vencimento antecipado das DEBÊNTURES na hipótese de não publicação das condições de repactuação a que se refere este parágrafo, conforme subitem e) do item 5.2 abaixo.

A EMISSORA obriga-se a adquirir a totalidade das DEBÊNTURES, nas datas de encerramento de cada “período de vigência da remuneração”, dos debenturistas que não aceitarem as condições fixadas pela EMISSORA, para o período subseqüente. As DEBÊNTURES serão adquiridas pelo seu valor nominal

atualizado monetariamente, se for o caso, acrescido da remuneração calculada pro rata temporis definida para o período vencido.

As DEBÊNTURES eventualmente adquiridas pela EMISSORA poderão ser canceladas, permanecer em Tesouraria da EMISSORA ou ser novamente colocadas no mercado.

Remuneração:

As DEBÊNTURES farão jus à seguinte remuneração:

4.3. - Atualização do Valor Nominal

Durante o “Primeiro Período de Vigência de Remuneração” de ambas as séries das DEBÊNTURES, já definido no item 4.2, o valor nominal das DEBÊNTURES será atualizado pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (“IGPM”), apurado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, a partir da DATA DE EMISSÃO, calculada de forma pro rata temporis, com base em um ano de 360 (trezentos e sessenta) dias corridos.

O valor nominal das DEBÊNTURES será atualizado pela seguinte fórmula:

$$VNa = VNe \times \left\{ \left[\frac{NI_1}{NI_0} \right]^{\frac{dcp_1}{dct_1}} \times \left[\frac{NI_2}{NI_1} \right]^{\frac{dcp_2}{dct_2}} \times \dots \times \left[\frac{NI_n}{NI_{n-1}} \right]^{\frac{dcp_n}{dct_n}} \right\}$$

onde,

VNa é o valor nominal unitário atualizado;

VNe é o valor nominal unitário ou saldo do valor nominal unitário, se for o caso;

NI₀ é o valor do número-índice do IGPM do mês anterior ao mês de início de atualização;

NI₁ é o valor do número-índice do IGPM do mês de início de atualização;

NI₂ é o valor do número-índice do IGPM do mês subsequente ao mês de início de atualização;

NI_n é o valor do número-índice do IGPM do mês anterior ao mês de atualização até a data de aniversário do ativo. Após a data de aniversário, valor do número-índice do mês de atualização;

NI_{n-1} é o valor do número-índice do IGPM do mês anterior ao mês “n”;

dcp é o número de dias corridos da última data-base até a data de atualização;

dct é o número de dias corridos contidos entre a última e a próxima data-base.

O IGPM deverá ser utilizado considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGPM incidirá no menor período permitido pela legislação em vigor, sem necessidade de ajuste à ESCRITURA ou qualquer outra formalidade.

No caso de extinção ou impossibilidade legal de aplicação às Debêntures do IGPM, será utilizado em sua substituição o parâmetro legal que vier a ser determinado, se houver. Caso não haja substituto legal, o AGENTE FIDUCIÁRIO deverá, no prazo máximo de 10 (dez) dias a contar da Data de Extinção do Índice (conforme abaixo definido), realizar a Assembléia Geral de Debenturistas (no modo e prazos estipulados no artigo 124 da Lei nº 6.404/76), para a deliberação, de comum acordo com a EMISSORA, observada a Decisão Conjunta BACEN/CVM nº 07/99 e/ou regulamentação aplicável, do novo parâmetro de Remuneração das Debêntures a ser proposto pela EMISSORA. Na ausência de critério legal, a mesma Assembléia deliberará sobre a Remuneração a que as Debêntures farão jus no período compreendido entre a data da última Remuneração apurada e a data da aludida Assembléia. Entende-se

por “Data de Extinção do Índice” (i) a data em que extinção do IGPM for oficialmente anunciada pela Fundação Getúlio Vargas ou (ii) caso não haja anúncio oficial, a data em que se completa dois meses sem que o IGPM seja divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

Sujeito ao disposto no parágrafo anterior, se na data de vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias da EMISSORA não houver divulgação do IGPM, será aplicado o último IGPM disponível, calculado pro rata temporis por dias corridos até o efetivo pagamento, não sendo devidas quaisquer compensações entre a EMISSORA e os debenturistas quando da divulgação posterior do IGPM que seria aplicável.

Em qualquer hipótese mencionada neste item 4.3, caso a nova remuneração das DEBÊNTURES não seja aprovada pelos debenturistas representando 2/3 (dois terços) do total das Debêntures em circulação, as DEBÊNTURES deverão ser resgatadas pela EMISSORA em sua totalidade, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da Assembléia Geral de Debenturistas, pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido da remuneração devida até a data do resgate, calculada pro rata temporis, a partir da DATA DE EMISSÃO ou da data do último pagamento de remuneração, conforme o caso, com base no último IGPM disponível, não sendo devidas quaisquer compensações entre a EMISSORA e os debenturistas com relação a esse fato. O resgate ao qual se refere esta cláusula não será acrescido de prêmio de qualquer natureza.

4.4. - Juros Remuneratórios

Durante o “Primeiro Período de Vigência de Remuneração” de ambas as séries, as DEBÊNTURES farão jus, a partir da DATA DE EMISSÃO, a juros remuneratórios, base 360 dias corridos por ano, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado conforme item 4.3. retro, de acordo com a aplicação da seguinte fórmula:

$$J = VN_{a} \times \left\{ \left[\left(1 + \frac{\text{taxa}}{100} \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{DP}{DT}} - 1 \right\}$$

onde:

- J** é o valor dos juros devidos no final de cada Período de Capitalização;
- VNa** é o Valor Nominal Unitário ou saldo do valor nominal atualizado, anteriormente descrito;
- taxa** é a taxa de juros fixa, expressa ao ano, definida conforme item 4.4.1 abaixo;
- n** é o número de dias corridos entre a data do próximo evento e a data do evento anterior;
- DT** é o número de dias corridos entre o último e o próximo evento;
- DP** é o número de dias corridos entre o último evento e a data atual;

4.4.1. – Respeitados os limites estabelecidos na AGE, a remuneração definitiva das DEBÊNTURES das duas séries será determinada em processo de bookbuilding, devendo ser aprovada pelo Conselho de Administração da EMISSORA, em reunião, cuja ata será publicada em até 2 (dois) dias úteis após sua determinação, e deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das DEBÊNTURES, a serem publicados conforme definido no item 4.10 abaixo.

4.4.1.1. - Após a fixação da taxa final conforme descrito no item 4.4.1 acima, a presente ESCRITURA será objeto de aditamento a fim de que a referida taxa dela conste.

4.4.2. - Os juros remuneratórios serão pagos aos debenturistas anualmente, em 1º de novembro dos anos de 2002, 2003, 2004, 2005 para as duas séries, e, para a 2ª série, também em 1º de novembro de 2006, observado o disposto no item 4.9.2. adiante.

4.5. - Limite da Emissão

A presente emissão atende aos limites previstos no artigo 60 da Lei 6404/76, uma vez que o capital social da EMISSORA, na DATA DE EMISSÃO, era de R\$1.589.994.984,32 (um bilhão, quinhentos e oitenta e nove milhões, novecentos e noventa e quatro mil, novecentos e oitenta e quatro reais e trinta e dois centavos).

4.6. - Direito de Preferência

Não haverá preferência para subscrição das DEBÊNTURES pelos atuais acionistas da EMISSORA.

4.7. - Subscrição

4.7.1. - Prazo de Subscrição

As DEBÊNTURES desta emissão poderão ser subscritas a qualquer tempo, dentro do prazo de distribuição pública. A subscrição será efetuada por meio dos procedimentos do Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, disponibilizado pelo CETIP.

4.7.2. - Preço de Subscrição

O preço de subscrição das DEBÊNTURES será o seu Valor Nominal Unitário atualizado conforme item 4.3 retro, acrescido dos juros remuneratórios, calculados pro rata temporis desde a DATA DE EMISSÃO ou da última data de pagamento de juros remuneratórios, conforme o caso, até a data da efetiva subscrição.

4.7.3. - Integralização e Forma de Pagamento

A integralização das DEBÊNTURES será feita à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

4.8. - Amortizações

Não são programadas amortizações das DEBÊNTURES antes das respectivas datas de vencimento de cada série.

4.9. - Condições de Pagamento

4.9.1. – Pagamento do Principal e Local de Pagamento

O valor integral do principal das DEBÊNTURES será pago nas datas de vencimento das respectivas séries, ou seja, 1º de novembro de 2009 para a 1ª série e 1º de novembro de 2011 para a 2ª série. Os pagamentos a que fazem jus as Debêntures serão efetuados: (a) utilizando-se os procedimentos adotados pelo SND, operacionalizado pela CETIP, para as DEBÊNTURES registradas para negociação junto ao SND; (b) utilizando-se os procedimentos adotados pela CBLC, para as DEBÊNTURES registradas no BOVESPA FIX; (c) na sede da EMISSORA; ou, conforme o caso, (d) na sede do BANCO ESCRITURADOR.

4.9.2. - Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, inclusive pelos debenturistas, no que se refere ao pagamento do preço de subscrição, até o primeiro dia útil subsequente, se o vencimento coincidir com dia em que não houver expediente

comercial ou bancário nas Cidades de São Paulo e/ou Belo Horizonte, nos Estados de São Paulo e Minas Gerais, respectivamente, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela CBLC, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábados ou domingos.

4.9.3. – Multa e Encargos Moratórios

Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das DEBÊNTURES, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa moratória de 10% (dez por cento) sobre o valor devido e juros de mora calculados desde a data de inadimplemento, até a data do efetivo pagamento, à taxa de 1% (um por cento) ao mês, sobre o montante devido, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, além das despesas incorridas para cobrança.

4.9.4. - Decadência dos Direitos aos Acréscimos

Sem prejuízo ao disposto no item precedente, o não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da EMISSORA, nas datas previstas nesta ESCRITURA, ou em comunicado publicado pela EMISSORA, não lhe dará direito ao recebimento de juros remuneratórios e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

4.9.5. Forma Alternativa de Recebimento

Sem prejuízo do disposto nas Cláusulas VI e VII abaixo, caso decidido por debenturistas representando 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação, reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas instaurada especialmente para deliberar sobre tal matéria, o pagamento de qualquer valor devido pela EMISSORA nos termos desta ESCRITURA poderá ser realizado por meio de dação em pagamento de bens e/ou direitos aceitáveis para os debenturistas. Com exceção do disposto nas Cláusula VI e VII abaixo, nenhum pagamento de valores devidos pela EMISSORA nos termos desta ESCRITURA poderá ser feito de qualquer forma que não em moeda corrente nacional sem a aprovação dos debenturistas, nos termos desta Cláusula.

4.10. - Comunicações

4.10.1. - Publicidade

Todos os atos e decisões que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos debenturistas deverão ser, obrigatoriamente, comunicados, na forma de avisos, na edição nacional do jornal “O Estado de São Paulo”, na página da EMISSORA na Internet (<http://www.cemig.com.br>), bem como no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal “Hoje em Dia”, exceção feita aos anúncios de Início e Encerramento de Distribuição, que serão publicados apenas na edição nacional do jornal “Valor Econômico”.

4.10.2. – Endereçamento

Para EMISSORA

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Av. Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG

CEP: 30190-131

At. João Batista Pezzini

Gerente de Financiamento de Projetos

Telefone: (31) 3299-3015

Fac-símile: (31) 3299-3790

E-mail: pezzini@cemig.com.br

Para o AGENTE
FIDUCIÁRIO

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
Av. Paulista, 2439 – 11º andar
CEP: 01311-300
At. Viviane Rodrigues
Telefone: (11) 3061-9444
Fac-símile: (11) 3061-0964
E-mail: agfiduciario@planner.com.br

Para o BANCO
MANDATÁRIO

Banco Itaú S.A.
Rua Boa Vista, 185, 4º andar, São Paulo, SP
CEP: 01014-001
At. José Idelfonso Nieri
Telefone: (11) 237-1906 / 237-1905
Fac-símile: (11) 237-1917
E-mail: jose.nieri@itau.com.br

Para a CETIP

Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos
Rua Líbero Badaró, 425, 24º andar
CEP: 01009-000
At. Gisele Cristina Savian
Telefone: (11) 3111-1596
Fac-símile: (11) 3115-1664
E-mail: giselecristina@cetip.com.br

4.10.3. - As comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com “aviso de recebimento” expedido pelo Correio, sob protocolo, ou por telegrama nos endereços acima. As comunicações feitas por fac-símile ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente). Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem.

4.10.4. - A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada, de imediato, a todas as partes pela EMISSORA.

CLÁUSULA V - AQUISIÇÃO FACULTATIVA E VENCIMENTO ANTECIPADO

5.1. - Aquisição Facultativa

A EMISSORA poderá, a qualquer tempo, adquirir as DEBÊNTURES em circulação no mercado, por preço não superior ao seu valor nominal, atualizado monetariamente, se for o caso, acrescido dos juros remuneratórios, observado o disposto no artigo 55, da LEI 6404/76. As DEBÊNTURES objeto de tal aquisição poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da EMISSORA, ou colocadas novamente no mercado.

5.2. - Vencimento Antecipado

O AGENTE FIDUCIÁRIO deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativas às DEBÊNTURES e exigir o imediato pagamento pela EMISSORA, do seu valor nominal atualizado monetariamente, se for o caso, acrescido dos juros remuneratórios devidos até a data do efetivo

pagamento, independentemente de aviso, interpelação ou notificação judicial, na ocorrência de qualquer um dos seguintes eventos:

- a) o não pagamento do principal ou juros devidos em razão das DEBÊNTURES nas respectivas datas de vencimento;
- b) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a EMISSORA, cujo valor global ultrapasse R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela EMISSORA ou por qualquer uma de suas Controladas e/ou subsidiárias (as “SUBSIDIÁRIAS”), se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO;
- c) pedido de concordata preventiva ou falência formulado pela EMISSORA ou por qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS;
- d) extinção, dissolução ou decretação de falência da EMISSORA ou de qualquer de suas SUBSIDIÁRIAS;
- e) falta de cumprimento pela EMISSORA de qualquer obrigação prevista nesta ESCRITURA, incluindo a não publicação das condições de repactuação a que se refere o item 4.2, não sanada em 30 (trinta) dias, contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo AGENTE FIDUCIÁRIO;
- f) se a EMISSORA (ou qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS) deixar de pagar, injustificadamente, na data de vencimento, ou não tomar as medidas legais e ou judiciais requeridas para o não pagamento, de qualquer dívida ou qualquer outra obrigação pagável pela EMISSORA (ou qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS) segundo qualquer acordo de qual ela seja parte como mutuária ou avalista, envolvendo quantia igual ou superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais).
- g) vencimento antecipado de qualquer dívida da EMISSORA (ou qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS) em montante igual ou superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais), em razão de inadimplência contratual ou não, cujo montante possa, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações pecuniárias da EMISSORA previstas nesta ESCRITURA;
- h) privatização, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer forma de reorganização societária, envolvendo a EMISSORA e/ou seus ativos, exceto se essa reorganização societária ocorrer respeitado o disposto na Cláusula XI desta ESCRITURA;
- i) término, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão detidos pela EMISSORA e/ou por qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS; ou
- j) emissão de quaisquer valores mobiliários e/ou a contratação de quaisquer obrigações que possam de qualquer forma afetar o Mecanismo Alternativo de Pagamento - PODER LIBERATÓRIO, conforme estabelecido na Cláusula VI abaixo.

5.2.1. - Na ocorrência de qualquer dos eventos mencionados em 5.2 acima, exceto em casos de não pagamento do principal ou juros das DEBÊNTURES, extinção, dissolução ou decretação de falência da EMISSORA, a EMISSORA poderá convocar Assembléia Geral de Debenturistas nos termos do item 10.1 abaixo para solicitar a renúncia dos debenturistas do direito de declarar as Debêntures antecipadamente vencidas. A renúncia de qualquer das hipóteses de vencimento antecipado deverá ser aprovada por debenturistas representando dois terços das Debêntures em circulação, reunidos na Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada pela EMISSORA para este fim. Em caso de aprovação da renúncia pelos debenturistas, a EMISSORA deverá resgatar, no prazo de 10 (dez) dias

úteis contados da data da Assembléia Geral de Debenturistas, as Debêntures detidas pelos debenturistas que não concordaram com a respectiva renúncia, pelo seu valor nominal atualizado acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis.

CLÁUSULA VI - MECANISMO ALTERNATIVO DE PAGAMENTO - PODER LIBERATÓRIO

6.1. - Na hipótese de não pagamento pela EMISSORA de qualquer valor devido com relação às DEBÊNTURES ou nos termos desta ESCRITURA nas respectivas datas de vencimento e sem prejuízo do disposto nos itens 4.4 - Juros Remuneratórios e 4.9.3 - Multa e Encargos Moratórios, todo e qualquer valor devido em razão das DEBÊNTURES, incluindo, sem limitação, Juros Remuneratórios e/ou multa e demais encargos moratórios, vencidos e não pagos pela EMISSORA, nas datas estabelecidas nesta ESCRITURA, terão PODER LIBERATÓRIO e poderão ser utilizados pelos debenturistas, a qualquer tempo, para pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela EMISSORA, mediante dação em pagamento pelos debenturistas do crédito representado pelos valores devidos em razão das DEBÊNTURES, incluindo, sem limitação, Juros Remuneratórios, multa e demais encargos moratórios, se aplicável, contra o débito representado pela fatura de fornecimento de energia elétrica cobrada pela EMISSORA.

6.2. - Os debenturistas que, nos termos do item 7.1 abaixo, notificarem o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre sua intenção de utilizar o PODER LIBERATÓRIO, estarão automaticamente isentando o AGENTE FIDUCIÁRIO da obrigação de iniciar os procedimentos necessários para a execução das DEBÊNTURES e os demais procedimentos previstos no artigo 13 da Instrução CVM nº 28/83, sem prejuízo, no entanto, dos direitos destes debenturistas caso o PODER LIBERATÓRIO não seja utilizado com relação à totalidade das DEBÊNTURES por eles detidas, ou não seja suficiente para a liquidação de todas as DEBÊNTURES destes debenturistas.

6.3. - O cálculo diário do Valor Nominal Unitário das DEBÊNTURES acrescido dos Juros Remuneratórios e da multa e demais encargos moratórios, para fins de dação em pagamento, será efetuado pelo BANCO MANDATÁRIO, pelo AGENTE FIDUCIÁRIO e pela EMISSORA, e informado, pelo BANCO MANDATÁRIO, nessa mesma data, à EMISSORA, à CETIP, à CBLC e ao AGENTE FIDUCIÁRIO. O cálculo, a retenção e o recolhimento do imposto de renda devido pelo debenturista deverão observar os termos da lei.

CLÁUSULA VII. - PROCEDIMENTOS PARA UTILIZAÇÃO DO PODER LIBERATÓRIO

○ 7.1. - Em caso de não pagamento pela EMISSORA de qualquer valor devido com relação às DEBÊNTURES ou nos termos desta ESCRITURA nas respectivas datas de vencimento, o mecanismo de PODER LIBERATÓRIO aqui previsto poderá ser utilizado pelos debenturistas. Os debenturistas/consumidores da EMISSORA poderão dirigir-se à sede da EMISSORA, na Av. Barbacena, 1.200, 5º andar, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, Gerência de Gestão de Receitas (tel: (31) 3299-4278/3349-3218), em horário comercial, munidos do(s) original(is) da(s) fatura(s) e/ou conta(s) de consumo que serão liquidadas, juntamente com o extrato comprovando a titularidade das DEBÊNTURES em duas vias (o “EXTRATO”) de suas DEBÊNTURES emitido pelo BANCO MANDATÁRIO conforme disposto no item 7.2 abaixo, e deverão imediatamente comunicar formalmente o AGENTE FIDUCIÁRIO a respeito de sua intenção de utilizar o PODER LIBERATÓRIO.

○

○ 7.1.1. - Na hipótese do valor da totalidade das DEBÊNTURES detidas por um debenturista não ser suficiente para pagamento do valor total do débito representado pelas contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela EMISSORA, o debenturista deverá efetuar o pagamento da diferença em moeda corrente nacional ou cheque à EMISSORA.

○

- 7.1.2. - Caso o valor da totalidade das DEBÊNTURES detidas por um debenturista seja superior ao valor total do débito representado pelas contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela EMISSORA, o debenturista deverá utilizar o mecanismo descrito nesta Cláusula VII com relação a cada DEBÊNTURE por ele detida até que o valor total destas DEBÊNTURES seja igual, inferior (observado o item 7.1.1 acima) ou superior ao valor da conta de fornecimento de energia elétrica faturada, preservando integralmente todos os seus direitos com relação às DEBÊNTURES que não foram utilizadas nos termos desta Cláusula VII.
-
- 7.1.3. - Caso um debenturista utilize ou detenha uma única DEBÊNTURE e o valor do débito, total ou remanescente (na hipótese prevista no item 7.1.2 acima), for menor que o valor dessa DEBÊNTURE, e somente nesta hipótese, este debenturista terá a opção de utilizar o mecanismo descrito nesta Cláusula VII com relação a essa DEBÊNTURE até o valor do débito, preservando integralmente todos os seus direitos com relação ao saldo remanescente desta DEBÊNTURE, os quais deverão ser objeto de documento separado, assinado pela EMISSORA, pelo debenturista e pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, no qual a EMISSORA reconhecerá o valor devido e permitirá a compensação desse valor com contas futuras de fornecimento de energia elétrica que venham a ser faturadas pela EMISSORA contra esse debenturista.

7.2. - Para fins utilização do mecanismo do PODER LIBERATÓRIO, os debenturistas deverão solicitar ao BANCO MANDATÁRIO a emissão do EXTRATO. Mediante a emissão do EXTRATO, as DEBÊNTURES objeto do EXTRATO serão retiradas do CETIP e/ou da CBLIC, observado onde as DEBÊNTURES estejam registradas, e passarão a ser escrituradas unicamente pelo BANCO ESCRITURADOR.

7.3. - Mediante aplicação dos procedimentos previstos no item 7.1 acima, a EMISSORA deverá quitar as faturas e contas de consumo recebidas e informar ao AGENTE FIDUCIÁRIO o total de DEBÊNTURES objeto de dação em pagamento, o nome dos debenturistas que fizeram uso do PODER LIBERATÓRIO e as faturas e contas de consumo utilizadas para tanto.

7.4. - O AGENTE FIDUCIÁRIO será responsável pela coleta e centralização das informações encaminhadas pela EMISSORA, conforme previsto no item 7.3 acima, e deverá consolidar essas informações em relatório que deverá ser enviado ao BANCO MANDATÁRIO e à EMISSORA. Com base nas informações prestadas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, o BANCO MANDATÁRIO deverá transferir para a EMISSORA as DEBÊNTURES objeto de utilização do PODER LIBERATÓRIO por parte dos debenturistas. As DEBÊNTURES recebidas pela EMISSORA como dação em pagamento nos termos desta Cláusula VII deverão ser imediatamente canceladas.

7.5. Observado os procedimentos acima estabelecidos, as instituições autorizadas (nesta data, ou que venham a ser no futuro) a receber o pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica emitidas pela EMISSORA, conforme convênios de arrecadação celebrados com a EMISSORA (os “**AGENTES ARRECADADORES**”), também poderão utilizar o PODER LIBERATÓRIO das DEBÊNTURES de sua titularidade para liquidar junto à EMISSORA as obrigações desses AGENTES ARRECADADORES decorrentes do repasse à EMISSORA dos valores referentes a contas de fornecimento de energia elétrica da EMISSORA que tiverem sido pagas por consumidores da EMISSORA junto aos AGENTES ARRECADADORES nos termos dos respectivos convênios de arrecadação, independentemente desses valores terem sido pagos pelos consumidores em moeda corrente nacional, cheque, ou qualquer outro meio de pagamento.

7.6. A EMISSORA autoriza ainda as instituições financeiras que sejam (ou venham a ser no futuro) AGENTES ARRECADADORES, a utilizar o PODER LIBERATÓRIO das DEBÊNTURES por meio de débito dos saldos existentes nas contas-arrecadação da EMISSORA mantidas junto a essas instituições financeiras, para receber os créditos referentes às contas e faturas de fornecimento de energia elétrica no valor das DEBÊNTURES de titularidade dessas instituições financeiras no momento da

utilização do PODER LIBERATÓRIO, sem prejuízo da obrigação de entregar as DEBÊNTURES à EMISSORA conforme estabelecido no Item 7.1 acima.

CLÁUSULA VIII. - DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

8.1. – Observadas as demais obrigações previstas nesta ESCRITURA, a EMISSORA obriga-se, ainda, a:

8.1.1. Fornecer ao AGENTE FIDUCIÁRIO:

(a) dentro de, no máximo, 60 (sessenta) dias após o término de seu primeiro semestre social, cópia de suas demonstrações financeiras completas, relativas ao respectivo semestre social;

(b) dentro de no máximo 90 (noventa) dias após o término de cada exercício social, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício social acompanhadas de parecer dos auditores independentes, bem como cópia de qualquer comunicação feita pelos auditores independentes à EMISSORA, ou à sua administração e respectivas respostas, com referência ao sistema de contabilidade, gestão ou às contas da EMISSORA;

(c) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pela Instrução CVM N° 202, de 6.12.1993, nos prazos ali previstos;

(d) com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis, notificação da convocação de qualquer Assembléia Geral, e prontamente fornecer cópias de todas as atas de todas as Assembléias Gerais, bem como a data e ordem do dia da assembléia a realizar e de todas as reuniões do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal;

(e) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos no item 4.10.1;

(f) imediatamente, qualquer informação relevante para a presente emissão de DEBÊNTURES;

(g) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela EMISSORA relativa às DEBÊNTURES, a esta ESCRITURA, ou relacionada à implementação e funcionamento do mecanismo de PODER LIBERATÓRIO, imediatamente após o seu recebimento;

(h) os comprovantes de cumprimento de suas obrigações perante os debenturistas no prazo de até 5 (cinco) dias contados da respectiva data de vencimento;

(i) informações a respeito da ocorrência de qualquer dos eventos indicados no item 5.2 - Vencimento Antecipado, imediatamente após a sua ocorrência; e

(j) dentro de no máximo 30 (trinta) dias após o término de cada exercício social, as seguintes informações com data base de 31/12 referentes ao respectivo exercício social: (i) montante das obrigações fiscais trabalhistas e previdenciárias; (ii) montante dos bens gravados com garantia real; e (iii) montante das duplicatas descontadas e títulos caucionados.

8.1.2. Proceder a adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela LEI 6404/76, promovendo a publicação das suas demonstrações financeiras anuais.

8.1.3. Manter a sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, e permitir que representantes do AGENTE FIDUCIÁRIO (ou de auditor independente por este contratado, a expensas da EMISSORA) tenham acesso irrestrito aos livros e demais registros contábeis da EMISSORA.

8.1.4. Convocar, nos termos do item 10.1 desta ESCRITURA, Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre qualquer das matérias que direta ou indiretamente se relacione com a presente emissão caso o AGENTE FIDUCIÁRIO não o faça.

8.1.5. Cumprir com todas as determinações emanadas da CVM, com o envio de documentos, prestando, ainda, as informações que lhes forem solicitadas.

8.1.6. Submeter, na forma da lei, suas contas e balanços a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM.

8.1.7. Manter sempre atualizado o registro de companhia aberta na CVM, e fornecer aos seus acionistas e debenturistas as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 da LEI 6404/76, quando solicitado.

8.1.8. Manter em adequado funcionamento um órgão para atender, de forma eficiente, aos debenturistas, ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço.

8.1.9. Não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor.

8.1.10. Notificar o AGENTE FIDUCIÁRIO sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da EMISSORA.

8.1.11. Não pagar dividendos, ressalvado o disposto no artigo 202 da LEI 6404/76, nem qualquer outra participação estatutariamente prevista, se estiver em mora, relativamente ao pagamento de quaisquer valores devidos aos debenturistas, relativos às DEBÊNTURES objeto desta ESCRITURA, cessando tal proibição tão logo seja purgada a mora.

8.1.12. Adquirir, caso haja mudança de controle acionário da EMISSORA, as DEBÊNTURES desta emissão que estiverem em circulação, à opção dos debenturistas que não aceitarem permanecer como debenturistas da EMISSORA após a alteração de seu controle acionário. A oferta de compra será comunicada aos debenturistas através de aviso específico publicado no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da efetiva mudança do controle acionário, definido com data de assinatura do contrato de compra e venda, com prazo não inferior a 60 (sessenta) dias para a manifestação dos debenturistas interessados, contado a partir da publicação do aviso e nos termos dos procedimentos descritos no mesmo. A aquisição pela EMISSORA das DEBÊNTURES deverá ocorrer em até 30 (trinta) dias contados da data da manifestação dos debenturistas. Para efeito do disposto neste item, entende-se como mudança de controle acionário a alienação pelo atual controlador da EMISSORA, Governo do Estado de Minas Gerais, direta ou indiretamente, de 51% de ações votantes da EMISSORA.

8.1.13. Manter seus bens adequadamente segurados, conforme práticas correntes.

8.1.14. Não praticar quaisquer atos em desacordo com o Estatuto Social e a ESCRITURA, em especial os que possam, direta ou indiretamente, comprometer o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas pela EMISSORA perante a comunhão de debenturistas.

8.1.15. Manter válidos e regulares todos os alvarás, licenças, autorizações, concessões ou aprovações necessários ao regular funcionamento da EMISSORA, efetuando todo e qualquer pagamento necessário para tanto.

8.1.16. Manter em dia o pagamento de todos os tributos devidos às Fazendas Federal, Estadual ou Municipal.

8.1.17. Manter, conservar e preservar todos os seus bens (tangíveis e intangíveis), necessários ou úteis para a devida condução de suas atividades, em boa ordem e condição de funcionamento, excetuando-se pelo uso e desgaste normais.

8.1.18. Enquanto as DEBÊNTURES existirem, não efetuar qualquer alteração material na natureza de seus negócios, conforme conduzidos na data do presente, e não efetuar qualquer alteração na forma legal de seus negócios, conforme existam na data do presente, exceto quando e se exigidos pela legislação em vigor ou pelas regulamentações emitidas pelo Poder Concedente.

8.1.19. Cumprir, em todos os aspectos, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis, em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua bens.

8.2. A EMISSORA deverá, ainda, depositar a totalidade dos recursos obtidos com a emissão das DEBÊNTURES em uma conta específica aberta junto a uma instituição financeira de primeira linha a ser informada ao AGENTE FIDUCIÁRIO anteriormente ao início da colocação pública das DEBÊNTURES (a “**CONTA DE ACOMPANHAMENTO**”).

8.2.1. A EMISSORA deverá encaminhar ao AGENTE FIDUCIÁRIO, até o 10º dia útil de cada trimestre a contar da Data de Emissão, extrato da CONTA DE ACOMPANHAMENTO demonstrando as movimentações ocorridas durante o trimestre anterior acompanhado de relatório sobre estas movimentações evidenciando a utilização dos recursos desta emissão nas finalidades descritas no item 3.4 acima.

8.2.2. Os extratos da CONTA DE ACOMPANHAMENTO e os respectivos relatórios serão mantidos à disposição dos debenturistas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO.

8.2.3. Os recursos depositados na CONTA DE ACOMPANHAMENTO deverão ser utilizados exclusiva e unicamente para realização dos investimentos descritos no item 3.4 da Cláusula III acima.

CLÁUSULA IX. - DO AGENTE FIDUCIÁRIO

9.1. - Nomeação

A EMISSORA constitui e nomeia o AGENTE FIDUCIÁRIO da emissão objeto desta ESCRITURA, acima identificado, o qual, neste ato e pela melhor forma de direito, aceita a nomeação para, nos termos da lei e da presente ESCRITURA, representar perante a EMISSORA a comunhão dos titulares das DEBÊNTURES.

9.2. - Declaração

O AGENTE FIDUCIÁRIO dos debenturistas, nomeado na presente ESCRITURA, declara:

(a) sob as penas da lei, não ter qualquer impedimento legal, conforme § 3º do artigo 66 da LEI 6404/76, e o artigo 10 da Instrução CVM Nº 28, de 23.11.1983, para exercer a função que lhe é conferida;

(b) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta ESCRITURA;

(c) aceitar integralmente a presente ESCRITURA, todas as suas cláusulas e condições; e

(d) estar ciente dos termos da Circular No. 1832, de 31 de outubro de 1990, do Banco Central do Brasil.

9.2.2. - A EMISSORA também declara não ter qualquer ligação com o AGENTE FIDUCIÁRIO que o impeça de exercer, plenamente, suas funções.

9.3. - **Substituição**

9.3.1. - Nas hipóteses de ausência e impedimentos temporários, renúncia, morte ou qualquer outro caso de vacância, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias contados do evento que a determinar, Assembléia Geral de Debenturistas para a escolha do novo AGENTE FIDUCIÁRIO, a qual poderá ser convocada pelo próprio AGENTE FIDUCIÁRIO a ser substituído, pela EMISSORA, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, dos títulos em circulação, ou pela CVM. Na hipótese da convocação não ocorrer até oito dias antes do término do prazo acima citado, caberá à EMISSORA efetua-la. A remuneração do novo AGENTE FIDUCIÁRIO será definida na própria Assembléia Geral de Debenturistas que escolher o novo AGENTE FIDUCIÁRIO.

9.3.2. - Na hipótese de não poder o AGENTE FIDUCIÁRIO continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta ESCRITURA, deverá comunicar imediatamente o fato aos debenturistas, pedindo sua substituição.

9.3.3. - É facultado aos debenturistas, após o encerramento do prazo para a distribuição das DEBÊNTURES no mercado, proceder à substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO e à indicação de seu substituto, em Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim.

9.3.4. - A substituição, em caráter permanente, do AGENTE FIDUCIÁRIO fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 8º da Instrução CVM Nº 28, de 23 de novembro de 1983, e eventuais normas posteriores.

9.3.5. - A substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO deverá ser objeto de aditamento à presente ESCRITURA, que deve ser averbado no Registro de Imóveis no qual será registrada a presente ESCRITURA.

9.3.6. - O AGENTE FIDUCIÁRIO entrará no exercício de suas funções a partir da data da presente ESCRITURA ou de eventual aditamento relativo a sua substituição, devendo permanecer no exercício de suas funções até a efetiva substituição.

9.3.7. - Aplicam-se às hipóteses de substituição do AGENTE FIDUCIÁRIO as normas e preceitos da CVM.

9.4. - **Deveres**

9.4.1. - Além de outros previstos em lei ou em ato normativo da CVM, constituem deveres e atribuições do AGENTE FIDUCIÁRIO:

- (a) proteger os direitos e interesses dos debenturistas, empregando no exercício da função o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração de seus próprios bens;
- (b) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;
- (c) conservar em boa guarda toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;
- (d) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta

ESCRITURA, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;

(e) promover, nos competentes órgãos, caso a EMISSORA não o faça, o registro desta ESCRITURA e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, o oficial do registro notificará a administração da EMISSORA para que esta lhe forneça as indicações e documentos necessários;

(f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;

(g) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das DEBÊNTURES;

(h) solicitar, quando julgar necessário para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas de Fazenda Pública, cartórios de protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento, Procuradoria da Fazenda Pública, onde se localiza a sede do estabelecimento principal da EMISSORA;

(i) solicitar, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na EMISSORA;

(j) examinar, a alteração do estatuto da EMISSORA que objetive mudar o objeto da EMISSORA, cumprindo-lhe ou convocar a Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar acerca de matéria, ou aprovar, nos termos do § 2º, artigo 57, da LEI 6404/76, a alteração proposta;

(k) convocar, quando necessário, a Assembléia Geral de Debenturistas mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a EMISSORA deve efetuar suas publicações;

(l) comparecer à Assembléia Geral de Debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;

(m) elaborar relatório destinado aos debenturistas, nos termos do artigo 68, § 1º alínea “b” da LEI 6404/76, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:

(m.1) eventual omissão ou inverdade de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela EMISSORA, ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela EMISSORA;

(m.2) alterações estatutárias ocorridas no período;

(m.3) comentários sobre as demonstrações contábeis da EMISSORA enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da EMISSORA;

(m.4) posição da distribuição ou colocação das DEBÊNTURES no mercado;

(m.5) resgate, amortização, conversão, repactuação e pagamento de juros das DEBÊNTURES realizado no período, bem como aquisições e vendas de DEBÊNTURES efetuadas pela EMISSORA;

(m.6) acompanhamento da destinação dos recursos captados através da emissão das DEBÊNTURES, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da EMISSORA;

(m.7) relação dos bens e valores entregues à sua administração;

- (m.8) cumprimento de outras obrigações assumidas pela EMISSORA neste instrumento; e
- (m.9) declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de AGENTE FIDUCIÁRIO.
- (n) colocar o relatório de que trata o inciso “m” à disposição dos debenturistas no prazo máximo de quatro meses, a contar do encerramento do exercício social da EMISSORA, ao menos nos seguintes locais:
 - (n.1) na sede da EMISSORA;
 - (n.2) no seu escritório ou, quando se tratar de Instituição Financeira, no local por ela indicado;
 - (n.3) na CVM;
 - (n.4) nas Bolsas de Valores, quando for o caso;
 - (n.5) Na instituição financeira que liderou a colocação das DEBÊNTURES.
- (o) publicar, nos órgãos da imprensa em que a EMISSORA deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos debenturistas que o relatório se encontra a sua disposição nos locais indicados no inciso “n”;
- (p) manter atualizada a relação dos debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, gestões junto à EMISSORA;
- (q) coordenar o sorteio das DEBÊNTURES a serem adquiridas;
- (r) administrar os recursos oriundos da emissão das DEBÊNTURES na ocorrência da hipótese prevista no § 2º, artigo 60, da LEI 6404/76;
- (s) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta ESCRITURA, especialmente daquelas que impõem obrigações de fazer e de não fazer;
- (t) notificar os debenturistas, se possível individualmente, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, de qualquer inadimplemento, pela EMISSORA, de obrigações assumidas na presente ESCRITURA, indicando o local em que fornecerá aos interessados mais esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada: à CVM e às Bolsas de Valores, quando for o caso;
- (u) verificar a regularidade do funcionamento do Mecanismo Alternativo de Pagamento - PODER LIBERATÓRIO, conforme previsto na Cláusula VI desta ESCRITURA, devendo intimar a EMISSORA a sanar os problemas eventualmente detectados; e
- (v) verificar a correta utilização dos recursos obtidos com a emissão das DEBÊNTURES, mantidos na CONTA DE ACOMPANHAMENTO, conforme disposto no item 8.2 e seguintes desta ESCRITURA.

9.5. - Atribuições Específicas

9.5.1. - O AGENTE FIDUCIÁRIO usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a EMISSORA para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da EMISSORA:

- (a) declarar, observadas as condições da presente ESCRITURA, antecipadamente vencidas as DEBÊNTURES e cobrar seu principal e acessórios;
- (b) executar garantias, aplicando o produto no pagamento, integral ou proporcional, dos debenturistas;
- (c) requerer a falência da EMISSORA se não existirem garantias reais;
- (d) tomar qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos debenturistas;
- (e) representar os debenturistas em processo de falência, concordata, intervenção ou liquidação extrajudicial da EMISSORA.

9.5.2. - O AGENTE FIDUCIÁRIO somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nas alíneas “a” a “d” do caput deste item se, convocada a Assembléia Geral de Debenturistas, esta assim o autorizar por deliberação da unanimidade das DEBÊNTURES em circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria dos titulares das DEBÊNTURES em circulação quando tal hipótese se referir ao disposto na alínea “e” do caput deste item.

9.6. - Remuneração

Será devida ao AGENTE FIDUCIÁRIO a título de honorários pelo desempenho dos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da lei e desta ESCRITURA, uma remuneração a ser paga da seguinte forma:

- a) Parcelas anuais de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) cada uma, vencendo-se a primeira parcela 05 (cinco) dias após a data da concessão do registro pela CVM;
- b) As parcelas referentes ao item “a” serão atualizadas, anualmente, de acordo com a variação do IGPM, acumulado no respectivo período;
- c) A remuneração será acrescida dos seguintes impostos: ISS (Imposto sobre serviços de qualquer natureza), PIS (Contribuição ao Programa de Integração Social), COFINS e quaisquer outros impostos que venham a incidir sobre referida remuneração, excetuando-se o Imposto de Renda nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento;
- d) A remuneração cobre os serviços a serem prestados pela equipe técnica do AGENTE FIDUCIÁRIO, bem como a participação do AGENTE FIDUCIÁRIO em assembleias e/ou reuniões de debenturistas ressaltando a possibilidade dos referidos eventos serem realizados na sede do AGENTE FIDUCIÁRIO;
- e) A remuneração não inclui despesas consideradas necessárias ao exercício da função de AGENTE FIDUCIÁRIO, durante ou após a implantação do serviço, a serem cobertas pela EMISSORA, mediante pagamento das respectivas faturas acompanhadas dos respectivos comprovantes, emitidas diretamente em seu nome, ou reembolso, após prévia aprovação, quais sejam: publicações em geral (exemplos: de edital de convocação de Assembléia Geral de Debenturistas, da própria Assembléia Geral de Debenturistas, de anúncio comunicando que o relatório anual do AGENTE FIDUCIÁRIO se encontra à disposição); notificações; extração de certidões; viagens e estadias; despesas com especialistas, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal à EMISSORA;
- f) Todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o AGENTE FIDUCIÁRIO venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente

aprovadas e adiantadas pelos debenturistas e posteriormente, conforme previsto em Lei, ressarcidos pela EMISSORA. Tais despesas, a serem adiantadas pelos debenturistas, incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, custas judiciais e taxas judiciais nas ações propostas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO enquanto representante da comunhão dos debenturistas. As eventuais despesas e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas bem como a remuneração do AGENTE FIDUCIÁRIO na hipótese da EMISSORA permanecer inadimplente por período superior a 60 (sessenta) dias.

9.7. - Despesas

9.7.1. - A EMISSORA ressarcirá o AGENTE FIDUCIÁRIO de todas as despesas que tenha, comprovadamente, incorrido para proteger os direitos e interesses dos debenturistas ou para realizar seus créditos.

9.7.2. - O ressarcimento a que se refere este item será efetuado, imediatamente, após a realização da respectiva prestação de contas à EMISSORA.

9.7.3. - No caso de inadimplemento da EMISSORA, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o AGENTE FIDUCIÁRIO venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela EMISSORA. Tais despesas a serem adiantadas pelos debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciárias de ações propostas pelo AGENTE FIDUCIÁRIO ou decorrentes de ações intentadas contra ele no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos debenturistas. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do AGENTE FIDUCIÁRIO, na hipótese de a EMISSORA permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 10 (dez) dias, podendo o AGENTE FIDUCIÁRIO solicitar garantia prévia dos debenturistas para cobertura do risco da sucumbência.

9.7.4. - As despesas a que se refere este item compreenderão, inclusive, aquelas incorridas com:

- (a) publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta ESCRITURA, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;
- (b) extração de certidões;
- (c) locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções;
- (d) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser imprescindíveis, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos debenturistas.

9.7.5. - O crédito do AGENTE FIDUCIÁRIO por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos debenturistas que não tenha sido saldado na forma ora estabelecida será acrescido à dívida da EMISSORA e gozará das mesmas garantias das DEBÊNTURES, se for o caso, preferindo a estas na ordem de pagamento.

CLÁUSULA X. - DA ASSEMBLÉIA-GERAL DOS DEBENTURISTAS

10.1. - Convocação

A Assembléia de Debenturistas pode ser convocada pelo AGENTE FIDUCIÁRIO, pela EMISSORA, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das DEBÊNTURES em circulação, ou pela CVM.

10.2. - Quorum de Instalação

A assembléia se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das DEBÊNTURES em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de debenturistas.

10.3. - Mesa Diretora

A presidência da assembléia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das DEBÊNTURES ou àquele que for designado pela CVM.

10.4. - Quorum de Deliberação

Nas deliberações da assembléia, a cada DEBÊNTURE caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, debenturista ou não. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, com exceção da modificação das condições das DEBÊNTURES, que deverá ser deliberada por debenturistas que representem a maioria dos títulos em circulação; observado que alterações nas condições de remuneração, repactuação e pagamento, previstas nas Cláusulas 4.2, 4.3 e 4.9, deverão ser aprovadas por debenturistas representando 100% das Debêntures em circulação. A liberação da EMISSORA de obrigações e situações de vencimento antecipado previstas nas Cláusulas 8.1, 8.2 e XI desta ESCRITURA deverão ser aprovadas por debenturistas que representem pelo menos dois terços das DEBÊNTURES em circulação.

Serão excluídas do quorum de instalação e deliberação, as DEBÊNTURES que se encontrarem na tesouraria da EMISSORA, ou de titularidade de coligadas, controladas, controladores, diretores, conselheiros ou administradores da EMISSORA, incluindo sem limitação, pessoas e/ou entidades direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas mencionadas acima.

CLÁUSULA XI. – REORGANIZAÇÃO SOCIETÁRIA

11.1. - A EMISSORA desde de já se obriga, por si e por suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas, até que findo o prazo de vencimento das DEBÊNTURES de ambas as séries, a não realizar qualquer operação envolvendo a cisão, fusão, dissolução, transformação e/ou qualquer outra forma de reorganização societária com relação à EMISSORA ou suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas, exceto se, cumulativamente:

(i) a(s) pessoa(s) jurídica(s) que resulte(m) desse processo de reorganização societária seja(m) sociedade(s) coligada(s) ou controlada(s), direta ou indiretamente, pela EMISSORA, constituída(s) na forma de sociedade(s) anônima(s) ou sociedade(s) por quotas de responsabilidade limitada, devidamente existente(s) e organizada(s) de acordo com as leis do Brasil (“NOVA(S) SOCIEDADE(S)”); e

(ii) a(s) NOVA(S) SOCIEDADE(S) afiance(m) de forma conjunta e solidária, todas as obrigações da EMISSORA com relação a presente emissão pública, constantes ou decorrentes desta ESCRITURA e das DEBÊNTURES, e autorize(m) que as DEBÊNTURES tenham PODER LIBERATÓRIO com relação às contas de fornecimento de energia elétrica que passem a ser faturadas por essa(s) NOVA(S)

SOCIEDADE(S) nos mesmos termos das Cláusulas VI e VII desta ESCRITURA, mediante celebração de aditivo à presente ESCRITURA em forma e substância aceitáveis ao AGENTE FIDUCIÁRIO, aditivo este que deverá ser registrado no competente Cartório de Registro de Imóveis e na CVM, às expensas exclusivas da EMISSORA ou da(s) NOVA(S) SOCIEDADE(S); e

(iii) ficar evidenciado que essa reorganização societária não resultou ou irá resultar em inadimplemento de qualquer natureza por parte da EMISSORA e/ou de suas controladas ou coligadas, diretas ou indiretas, inclusive da(s) NOVA(S) CONTROLADA(S), inclusive com relação à qualquer obrigação constantes ou decorrentes desta ESCRITURA e das DEBÊNTURES; e

(iv) o patrimônio líquido consolidado da EMISSORA após a realização da respectiva reorganização societária não seja inferior ao seu patrimônio líquido consolidado anterior à reestruturação societária.

11.3. - A obrigação prevista nesta Cláusula XI deverá constar em eventual edital de venda do controle acionário da EMISSORA, suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas.

11.4. - Não obstante o disposto nos itens 11.1 e 11.2 desta Cláusula XI, a EMISSORA (ou qualquer uma de suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas) poderá, antes de findo o prazo de vencimento das DEBÊNTURES de ambas as séries, realizar operações envolvendo a cisão, fusão, dissolução, transformação e/ou qualquer outra forma de reorganização societária da EMISSORA ou de suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas, caso no mínimo 2/3 das DEBÊNTURES em circulação aprovarem essa reorganização societária, conforme deliberado em Assembléia Geral de Debenturistas específica, observado o disposto no artigo 124 da LEI 6404/76 e nas demais disposições aplicáveis desta ESCRITURA.

CLÁUSULA XII. - DECLARAÇÕES E GARANTIAS

12.1. - O AGENTE FIDUCIÁRIO declara e garante à EMISSORA que:

(a) está devidamente autorizado a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(b) está devidamente qualificado a exercer as atividades de agente fiduciário, nos termos da regulamentação aplicável vigente;

(c) esta ESCRITURA constitui uma obrigação legal, válida e eficaz do AGENTE FIDUCIÁRIO, exequível de acordo com os seus termos e condições; e

(d) A celebração desta ESCRITURA e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo AGENTE FIDUCIÁRIO.

12.2. - A EMISSORA neste ato declara e garante que:

(a) é uma sociedade por ações devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade de economia mista;

(b) as pessoas que a representam na assinatura desta ESCRITURA têm poderes bastante para tanto;

(c) todas as autorizações societárias necessárias à celebração desta ESCRITURA e ao cumprimento de todas as obrigações assumidas nesta ESCRITURA foram obtidas e encontram-se válidas, eficazes e em pleno vigor;

(d) os termos desta ESCRITURA não contrariam (a) qualquer contrato ou documento no qual a EMISSORA (ou suas controladoras, suas controladas ou suas coligadas, diretas ou indiretas) seja parte ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam vinculados; (b) qualquer lei, decreto, regulamento a que a EMISSORA (ou suas controladoras, suas controladas ou suas coligadas, diretas ou indiretas) ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam sujeitos; ou (c) qualquer ordem, decisão administrativa ou sentença judicial que afete a EMISSORA (ou suas controladoras, suas controladas ou suas coligadas, diretas ou indiretas) ou quaisquer de seus bens e propriedades;

(e) esta ESCRITURA constitui uma obrigação legal, válida e eficaz da EMISSORA, exequível de acordo com seus termos e condições;

(f) está adimplente com o cumprimento das obrigações constantes desta ESCRITURA, especialmente daquelas previstas na Cláusula VIII acima;

(g) os Prospectos Preliminar e Final relativos à emissão das Debêntures (coletivamente, o “Prospecto”) contém: (i) todas as informações relevantes em relação à EMISSORA, suas controladas e coligadas, no contexto da presente emissão de Debêntures e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise correta dos ativos, passivos, das responsabilidades da EMISSORA, de sua condição financeira, lucros, perdas e perspectivas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas, sendo que tais informações não são enganosas, incorretas ou inverídicas, (ii) as declarações contidas no Prospecto em relação à EMISSORA e suas controladas e coligadas são verdadeiras e não são enganosas, incorretas ou inverídicas, (iii) as opiniões, análises e (se houver) previsões expressas no Prospecto em relação à EMISSORA e suas controladas e coligadas foram dadas honestamente, sendo expressadas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis, (iv) não há outros fatos em relação à EMISSORA, suas controladas e coligadas ou às Debêntures cuja omissão, no contexto dessa emissão, faça com que alguma declaração do Prospecto seja materialmente enganosa, incorreta ou inverídica, e (v) todos os esforços foram feitos pela EMISSORA para assegurar-se de que as declarações, informações e fatos descritos no Prospecto são verdadeiros, corretos e completos;

(h) as Demonstrações Financeiras da EMISSORA, datadas de 31 de dezembro de 2000 e as Informações Trimestrais de 30 de junho de 2001, representam corretamente a posição financeira da EMISSORA e de suas controladas e coligadas nestas respectivas datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

(i) tanto a EMISSORA quanto suas controladas e coligadas estão cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios; e

(j) exceto pelas contingências informadas no Prospecto, não há qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental que possa vir a causar impacto adverso relevante na EMISSORA ou nas suas controladas e coligadas, em suas condições financeiras ou outras, ou em suas atividades.

12.2.1. -A EMISSORA obriga-se de forma irrevogável e irretroatável a indenizar os debenturistas, o AGENTE FIDUCIÁRIO e os bancos coordenadores desta Emissão, bem como seus respectivos diretores, empregados e consultores por todos e quaisquer prejuízos, danos, perdas, custos e/ou despesas (incluindo custas judiciais e honorários advocatícios) incorridos pelos debenturistas, pelo AGENTE FIDUCIÁRIO e pelos bancos coordenadores desta Emissão, seus respectivos diretores, empregados e consultores, em razão da inveracidade ou incorreção de quaisquer das suas declarações prestadas nos termos desta Cláusula.

12.2.2. - Sem prejuízo do disposto no item 12.2.1 acima, a EMISSORA compromete-se a notificar imediatamente aos debenturistas e ao AGENTE FIDUCIÁRIO caso quaisquer das declarações aqui prestadas tornarem-se inverídicas, incompletas ou incorretas.

CLÁUSULA XIII. - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

13.1. - Renúncia

Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente ESCRITURA. Desta forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito, faculdade ou remédio que caiba aos debenturistas em razão de qualquer inadimplemento da EMISSORA prejudicará o exercício de tais direitos, faculdades ou remédios, ou será interpretado como constituindo uma renúncia aos mesmos ou concordância com tal inadimplemento, n em constituirá novação ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

13.2. Foro

Fica eleito o Foro da Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta ESCRITURA, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E, por estarem assim justas e contratadas, as partes firmam a presente ESCRITURA, em 05 (cinco) vias de igual teor e forma, juntamente com as duas testemunhas abaixo assinadas, a tudo presentes.

Belo Horizonte, 04 de outubro de 2001.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Nome: Cristiano Corrêa de Barros
Cargo: Diretor de Finanças e Participações

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Nome: Artur Martins Figueiredo
Cargo: Procurador

Nome: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

TESTEMUNHAS:

Nome: Marco Túlio Campos Guimarães
CPF: 204.021.396-15

Nome: João Batista Pezzini
CPF: 252.931.176-53

**CONTRATO DE FINANCIAMENTO
MEDIANTE ABERTURA DE
CRÉDITO Nº 02.2.962.3.1, QUE ENTRE
SI FAZEM O BANCO NACIONAL DE
DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
E SOCIAL - BNDES E A COMPANHIA
ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS -
CEMIG, COM INTERVENIÊNCIA DE
TERCEIROS, NA FORMA ABAIXO:**

O **BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES**, neste ato denominado simplesmente **BNDES**, empresa pública federal, com sede em Brasília, Distrito Federal, e serviços nesta cidade, na Avenida República do Chile 100, inscrito no C.N.P.J. sob o nº 33.657.248/0001-89, por seus representantes ao final assinados; e

a **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**, doravante denominada **BENEFICIÁRIA**, sociedade por ações, com sede em Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1200, inscrita no CNPJ sob o nº 17.155.730/0001-64, por seus representantes ao final assinados; e, comparecendo, ainda, como **INTERVENIENTES**:

I – **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, autarquia em regime especial, com sede à SGAN, QUADRA 603, Módulo J, Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no C.N.P.J. sob o nº 02.270.669/0001-29, neste ato denominada simplesmente **ANEEL**, por seus representantes ao final assinados; e

II – **BANCO ITAÚ S.A.**, instituição financeira, com sede em São Paulo, Estado de São Paulo, na Praça Alfredo Egydio de Souza Aranha, nº 100, inscrita no C.N.P.J. sob o nº 60.701.190/0001-04, doravante denominado simplesmente **BANCO**, por seus representantes ao final assinados;

têm, entre si, justo e contratado o que se contém nas cláusulas seguintes:

PRIMEIRA

**NATUREZA, VALOR E
FINALIDADE DO CONTRATO**

O **BNDES**, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Geração de Energia Elétrica e Produtores Independentes de Energia Elétrica, criado pela Diretoria do **BNDES**, conforme determinação legal, emanada do Decreto nº 4.475, de 20 de novembro de 2002, fundamentado na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, abre à **BENEFICIÁRIA**, por este Contrato, um crédito no valor de R\$ 396.744.105,00 (trezentos e noventa e seis milhões, setecentos e quarenta e quatro mil e cento e cinco reais), a ser provido à conta de recursos captados junto ao Tesouro Nacional.

PARÁGRAFO ÚNICO

O crédito ora aberto destina-se a suprir parte da insuficiência de recursos da **BENEFICIÁRIA** decorrente da obrigatoriedade de pagamento da energia livre a ela alocada durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

SEGUNDA

DISPONIBILIDADE DO CRÉDITO

O crédito será posto à disposição da **BENEFICIÁRIA**, mediante crédito em conta corrente da **BENEFICIÁRIA**, indicada no Parágrafo Único desta Cláusula, depois de cumpridas as condições suspensivas de utilização referidas na Cláusula Décima Oitava, condicionada à efetiva transferência de recursos pelo Tesouro Nacional.

PARÁGRAFO ÚNICO

A **BENEFICIÁRIA** indica, para receber as liberações do crédito, a conta vinculada nº 33.765-4 junto ao Banco Itaú S.A., Agência Private Bank (nº 2001), localizada na Rua Boavista, nº 185, Térreo, São Paulo-SP, observado o disposto na Cláusula Vigésima Quinta.

TERCEIRA

JUROS

Sobre o principal da dívida da **BENEFICIÁRIA** incidirão juros à taxa de 1% (um por cento) ao ano (a título de “spread”), acima da taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC.

PARÁGRAFO ÚNICO

Os juros serão calculados dia a dia pelo sistema proporcional conforme fórmula a seguir apresentada e deverão ser capitalizados no dia 15 (quinze) de fevereiro de 2003 e exigíveis mensalmente a partir de 15 de março de 2003, juntamente com as respectivas amortizações de principal e no vencimento ou liquidação deste Contrato, observado o disposto na Cláusula Vigésima Quarta:

$$J = \frac{\sum_{i=1}^n [SDV_i * (Tx_i + 1)]}{36.000}$$

onde :

J = juros

SDVi = saldo devedor diário do principal

Txi= taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema de Liquidação e de Custódia – SELIC para o dia “i”; e

n = número de dias do período de apuração dos juros

QUARTA

PROCESSAMENTO E COBRANÇA DA DÍVIDA

A cobrança do principal e encargos será feita mediante Aviso de Cobrança expedido pelo **BNDES**, com antecedência, para o **BANCO**, que por sua vez informará à **BENEFICIÁRIA** e transferirá os valores devidos para a conta corrente indicada pelo **BNDES**, na forma prevista no Parágrafo Primeiro da Cláusula Nona, visando liquidar aquelas obrigações nas datas de seus vencimentos.

PARÁGRAFO PRIMEIRO

O não recebimento do Aviso de Cobrança não eximirá o **BANCO** de suas obrigações previstas neste Contrato ou a **BENEFICIÁRIA** da obrigação de pagar as prestações de principal e os encargos nas datas estabelecidas neste Contrato.

PARÁGRAFO SEGUNDO

Na hipótese da taxa SELIC sofrer alteração no período compreendido entre o primeiro e o décimo quinto dia de um mês, a diferença para mais ou para menos entre o valor devido e o valor cobrado será incorporada ao saldo devedor.

QUINTA

AMORTIZAÇÃO

O principal da dívida decorrente deste Contrato deve ser pago ao **BNDES** em 60 (sessenta) prestações mensais e sucessivas, calculadas de acordo com a fórmula apresentada a seguir, vencendo-se a primeira prestação em 15 (quinze) de março de 2003, observado o disposto na Cláusula Vigésima Quarta, comprometendo-se a **BENEFICIÁRIA** a liquidar, com a última prestação em 15 (quinze) de fevereiro de 2008, todas as obrigações decorrentes deste Contrato, observado o disposto na Cláusula Décima:

$$AP = SDV * \left(\frac{\frac{TM}{1.200}}{\left(1 + \frac{TM}{1.200}\right)^M - 1} \right)$$

onde:

AP = amortização de principal;

SDV = saldo devedor do principal no dia do vencimento;

M = número de prestações de amortização ainda não vencidas;

TM = taxa média calculada segundo a fórmula a seguir:

$$TM = \frac{J * 36.000}{\sum_{i=1}^n SDV_i}$$

onde:

J = juros conforme definido na Cláusula Terceira;

n = número de dias do período de cálculo; e

SDVi = saldo devedor diário do principal.

SEXTA

RESERVA DE MEIOS DE PAGAMENTO

Com a finalidade de atender ao pagamento de quaisquer obrigações decorrentes deste Contrato, tais como o principal da dívida, juros, comissões, pena convencional e multa, a **BENEFICIÁRIA** cede e transfere ao **BNDES**, a partir desta data, e até final liquidação de todas as obrigações decorrentes deste Contrato, em caráter irrevogável e irretroatável, o produto da cobrança da

tarifa de geração e distribuição de energia elétrica no valor equivalente a 3,27% (três inteiros e vinte e sete centésimos por cento) do seu faturamento mensal.

PARÁGRAFO PRIMEIRO

Para efeito do disposto neste Contrato entende-se por faturamento mensal o faturamento bruto da **BENEFICIÁRIA**, nele incluído todos os tributos e encargos pagos pelo comprador, exceto o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS.

PARÁGRAFO SEGUNDO

Os direitos e ações do **BNDES** decorrentes do presente Contrato, em especial no que se refere à cessão de receita prevista no *caput*, não serão prejudicados por quaisquer modificações, inadimplemento, discussão judicial ou extrajudicial entre a **BENEFICIÁRIA** e as Concessionárias ou Permissionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica relativamente ao acordo de reembolso de energia livre, a ser quitado com recebíveis provenientes da parcela da Recomposição Tarifária Extraordinária especificamente destinada a tal reembolso.

SÉTIMA

CONCENTRAÇÃO PARCIAL DA COBRANÇA DA BENEFICIÁRIA

A **BENEFICIÁRIA** promoverá, durante a vigência deste Contrato, na sua conta corrente nº 30.265-8, (doravante denominada **CONTA ARRECADADORA**), da Agência Private Bank (nº 2001), do **BANCO**, a cobrança de faturas que assegurem um recebimento efetivo correspondente a pelo menos 10,0% (dez por cento) do faturamento do mês imediatamente anterior da **BENEFICIÁRIA**.

OITAVA

TRANSFERÊNCIAS PARA A CONTA VINCULADA

A **BENEFICIÁRIA**, neste ato, em caráter irrevogável e irretratável, autoriza o **BANCO**, em razão da cessão prevista na Cláusula Sexta, a transferir, diariamente, todo o produto da arrecadação das faturas referidas na Cláusula Sétima, para a conta corrente nº 30.266-6 (doravante denominada **CONTA VINCULADA**), da Agência Private Bank (nº 2001), do **BANCO**, até que o valor transferido atinja o montante equivalente a 3,27% (três inteiros e vinte e sete centésimos por cento) do faturamento mensal da **BENEFICIÁRIA**.

PARÁGRAFO PRIMEIRO

Caberá à **BENEFICIÁRIA** informar ao **BANCO**, com cópia ao **BNDES**, até o quinto dia útil de cada mês, a partir desta data, a importância a ser transferida para a **CONTA VINCULADA** durante o referido mês, com base no faturamento verificado no mês imediatamente anterior.

PARÁGRAFO SEGUNDO

Na hipótese de descumprimento, pela **BENEFICIÁRIA**, do disposto no Parágrafo Primeiro, o **BANCO** deverá transferir a totalidade dos recursos recebidos em cobrança.

NONA

PAGAMENTO

A **BENEFICIÁRIA** neste ato autoriza, em caráter irrevogável e

irretratável, o **BANCO**, em razão da cessão e transferência previstas nas Cláusulas Sexta e Oitava, a transferir à conta e ordem do **BNDES**, da **CONTA VINCULADA** para a conta corrente indicada pelo **BNDES**, os valores necessários ao pagamento das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida decorrente deste Contrato, nos montantes e prazos contratualmente estipulados.

PARÁGRAFO PRIMEIRO

Caberá ao **BNDES** informar ao **BANCO**, mediante aviso de débito, o montante dos recursos a serem transferidos para a conta corrente indicada, sem prejuízo do disposto no Parágrafo Primeiro da Cláusula Quarta.

PARÁGRAFO SEGUNDO

Na hipótese de insuficiência de saldo na **CONTA VINCULADA** para pagamento das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida decorrente deste Contrato, a **BENEFICIÁRIA** deverá providenciar o depósito do valor necessário à quitação integral de tal pagamento, após a informação do **BANCO**, conforme previsto no inciso V da Cláusula Décima Quinta, sem prejuízo da continuidade das transferências para a **CONTA VINCULADA** a que se refere a Cláusula Oitava, até que se atinja o percentual nela referido.

DÉCIMA

PAGAMENTO ANTECIPADO

Sempre que a **CONTA VINCULADA** apresentar um saldo suficiente para quitar um número inteiro de prestações, será facultado à **BENEFICIÁRIA** o pagamento parcial antecipado equivalente a prestações vincendas, independentemente da celebração de aditivo contratual, sendo esse pagamento abatido do saldo devedor, mantidas as respectivas datas de vencimento.

PARÁGRAFO PRIMEIRO

Caberá ao **BANCO** verificar a possibilidade de pagamento antecipado a que se refere o *caput* e após determinação da **BENEFICIÁRIA** informar ao **BNDES** o total dos recursos transferidos.

PARÁGRAFO SEGUNDO

Na hipótese da **BENEFICIÁRIA** não optar pelo pagamento antecipado, o saldo remanescente, após o pagamento do **BNDES**, poderá retornar à **CONTA ARRECADADORA**.

PARÁGRAFO TERCEIRO

Poderá ser efetuada uma liquidação antecipada, total ou parcial, do saldo devedor deste Contrato, com o produto da celebração de operação financeira entre o **BNDES** e a **BENEFICIÁRIA**, com garantias da União, referente à aquisição de crédito da Conta de Resultado a Compensar – CRC que a **BENEFICIÁRIA** detém contra o Estado de Minas Gerais.

DÉCIMA PRIMEIRA

MOVIMENTAÇÃO EXCLUSIVA DA CONTA VINCULADA

A **CONTA VINCULADA** será movimentada exclusivamente na forma prevista neste Contrato e utilizada unicamente para pagamento ao **BNDES**, facultada a aplicação financeira dos recursos nela existentes exclusivamente em títulos do Tesouro Nacional ou em fundos por eles lastreados, desde que os resgates

sejam compatíveis com as obrigações deste Contrato e os frutos sejam incorporados à cessão prevista na Cláusula Sexta.

DÉCIMA SEGUNDA

VEDAÇÃO DE VINCULAÇÃO

A **BENEFICIÁRIA** não poderá ceder nem vincular em favor de qualquer outro credor a

receita cedida na forma da Cláusula Sexta.

DÉCIMA TERCEIRA

OBRIGAÇÕES ESPECIAIS DA BENEFICIÁRIA

Obriga-se a **BENEFICIÁRIA** a:

- I - cumprir, no que couber, até final liquidação da dívida decorrente deste Contrato, as “**DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES**”, aprovadas pela Resolução nº 665, de 10 de dezembro de 1987, parcialmente alteradas pela Resolução nº 775, de 16 de dezembro de 1991, pela Resolução nº 863, de 11 de março de 1996, pela Resolução nº 878 de 04 de setembro de 1996, pela Resolução nº 894, de 06 de março de 1997, pela Resolução nº 927, de 1º de abril de 1998 e pela Resolução nº 976, de 24 de setembro de 2001, todas da Diretoria do BNDES, publicadas no Diário Oficial da União (Seção I), de 29 de dezembro de 1987, 27 de dezembro de 1991, 08 de abril de 1996, 24 de setembro de 1996, 19 de março de 1997, 15 de abril de 1998 e 31 de outubro de 2001, respectivamente, cujo exemplar é entregue, neste ato, à **BENEFICIÁRIA**, a qual, após tomar conhecimento de todo o conteúdo do mesmo, declara aceitá-lo como parte integrante e inseparável deste Contrato, para todos os fins e efeitos jurídicos;
- II - utilizar o total do crédito no prazo de até 12 (doze) meses, a contar da data de assinatura deste Contrato, sem prejuízo de poder o **BNDES**, antes ou depois do termo final desse prazo, ao abrigo das garantias constituídas neste Contrato, estender o referido prazo, mediante expressa autorização, por via epistolar, independentemente de outra formalidade ou registro;
- III - manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente, durante o período de vigência deste Contrato;*
- IV - encaminhar ao **BNDES**, anualmente, Relatório de Auditoria, Balanço e Demonstrativo de Resultados, com parecer de auditores externos;
- V - enviar ao **BNDES**, mensalmente, relatórios onde sejam especificados os montantes faturados e os efetivamente arrecadados pela **BENEFICIÁRIA** no mês imediatamente anterior;
- VI - contratar empresa de Auditoria Independente, caso exigido pelo **BNDES**, para realizar auditoria contábil que comprove o cumprimento das obrigações da **BENEFICIÁRIA** previstas neste Contrato, devendo a empresa ser submetida à prévia e expressa aprovação do **BNDES**.

DÉCIMA QUARTA

OBRIGAÇÕES DA INTERVENIENTE DE AGÊNCIA NACIONAL DE

A Interveniente **AGÊNCIA NACIONAL**

ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL,

ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

qualificada no preâmbulo deste Contrato, obriga-se a:

- I - manter o BNDES permanentemente informado sobre qualquer fato que possa vir a prejudicar o atendimento da finalidade da Concessão, Permissão ou Autorização, conforme o caso, ou o seu equilíbrio econômico - financeiro;
- II - comunicar prévia e expressamente ao BNDES qualquer alteração a ser promovida no Contrato de Concessão, Permissão ou Autorização, conforme o caso;
- III - na hipótese de intervenção na Concessão, Permissão ou Autorização, conforme o caso, zelar pelo fiel cumprimento das obrigações previstas neste Contrato, inclusive a cessão de receita prevista na Cláusula Sexta; e
- IV - na hipótese de extinção da Concessão, Permissão ou Autorização, incluir no novo processo licitatório para a exploração dos serviços objeto da Concessão, Autorização ou Permissão, conforme o caso, como condição para a nova outorga, a sub-rogação, pelo novo outorgado, nas obrigações da **BENEFICIÁRIA** decorrentes deste Contrato.

DÉCIMA QUINTA

OBRIGAÇÕES DO INTERVENIENTE BANCO

O Interveniante **BANCO ITAÚ S.A.**, qualificado no preâmbulo deste Contrato, obriga-se a:

- I - informar imediatamente ao **BNDES** o descumprimento, por parte da **BENEFICIÁRIA**, de qualquer obrigação referente à cessão de receita prevista na Cláusula Sexta;
- II - não acatar qualquer ordem, seja do **BNDES** ou da **BENEFICIÁRIA**, no que se refere à cessão de receita prevista na Cláusula Sexta, em desacordo com o presente Contrato, sem a anuência por escrito da outra parte;
- III - promover a transferência dos valores depositados na **CONTA ARRECADADORA**, conforme previsto na Cláusula Oitava, bem como executar todos os atos e procedimentos previstos contratualmente para assegurar a cessão de receita prevista na Cláusula Sexta;
- IV - promover a retenção e a transferência dos valores depositados na **CONTA VINCULADA**, após informação do **BNDES**, conforme previsto no Parágrafo Primeiro da Cláusula Nona, bem como executar todos os atos e procedimentos previstos contratualmente para assegurar a cessão de receita prevista na Cláusula Sexta;
- V - informar à **BENEFICIÁRIA** a insuficiência de saldo na **CONTA VINCULADA** para pagamento das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida decorrente deste Contrato, bem como a importância a ser depositada pela **BENEFICIÁRIA** para a quitação integral de tal pagamento;
- VI - verificar a possibilidade de pagamento antecipado a que se refere a Cláusula Décima, informar à **BENEFICIÁRIA** tal possibilidade e implementá-la, caso determinado pela **BENEFICIÁRIA**, e informar ao **BNDES** o total dos recursos transferidos. Na hipótese da **BENEFICIÁRIA** não optar pelo pagamento antecipado, o saldo remanescente, após o pagamento do **BNDES**, poderá retornar à **CONTA ARRECADADORA**;

- VII - transferir a totalidade dos recursos recebidos em cobrança na **CONTA ARRECADADORA** para a **CONTA VINCULADA**, na hipótese de descumprimento, pela **BENEFICIÁRIA**, do disposto no Parágrafo Primeiro da Cláusula Oitava;
- VIII - efetuar aplicação financeira dos recursos existentes na **CONTA VINCULADA** exclusivamente em títulos do Tesouro Nacional ou em fundos por eles lastreados, desde que os resgates sejam compatíveis com as obrigações deste Contrato e os frutos sejam incorporados à cessão prevista na Cláusula Sexta; e
- IX - encaminhar ao **BNDES**, mensalmente, extratos da **CONTA ARRECADADORA** e da **CONTA VINCULADA**.

DÉCIMA SEXTA

PAGAMENTO DE INDENIZAÇÃO PELO BANCO

Na hipótese de descumprimento pelo **BANCO** de quaisquer das suas obrigações previstas neste Contrato, sem prejuízo das demais sanções cabíveis, este sujeitar-se-á ao pagamento de indenização ao **BNDES** e/ou à **BENEFICIÁRIA**, conforme o caso, pelos danos advindos desse fato.

DÉCIMA SÉTIMA

SUBSTITUIÇÃO DO BANCO

O Interveniante **BANCO** poderá ser substituído, por determinação do **BNDES** ou após sua anuência, permanecendo, entretanto, no exercício de suas funções até que o novo banco tenha celebrado um contrato de adesão a este Contrato, em forma e substância satisfatórias ao **BNDES**, através do qual se sub-rogará nos direitos e obrigações do **BANCO**.

DÉCIMA OITAVA

CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO CRÉDITO

A utilização do crédito, além do cumprimento, no que couber, das condições previstas nos artigos 5º e 6º das “**DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES**” retromencionadas, e das estabelecidas nas “**NORMAS E INSTRUÇÕES DE ACOMPANHAMENTO**”, a que se refere o artigo 2º das mesmas “**DISPOSIÇÕES**”, fica sujeita ao atendimento das seguintes:

I) Para utilização de qualquer parcela dos recursos:

- a) inexistência de fato de natureza econômico-financeira que, a critério do **BNDES**, possa comprometer o financiamento; e
- b) apresentação, pela **BENEFICIÁRIA**, de Certidão Negativa de Débito - CND, expedida pelo Instituto Nacional do Seguro Social – INSS, por meio da INTERNET, a ser extraída pela **BENEFICIÁRIA** e verificada pelo **BNDES** no endereço www.mpas.gov.br.

II) Para utilização de recursos acima de R\$ 335.481.649,19 (trezentos e trinta e cinco milhões, quatrocentos e oitenta e um mil, seiscentos e quarenta e nove reais e dezenove centavos): trânsito em julgado de decisão judicial desfavorável à **BENEFICIÁRIA** nos autos do Mandado de Segurança nº 2003.34.00.000282-1 por ela impetrado contra ato do Diretor Geral da ANEEL

perante o Juízo da 15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal.

DÉCIMA NONA

INADIMPLEMENTO Na ocorrência de inadimplemento das obrigações assumidas pela **BENEFICIÁRIA**, será observado o disposto nos arts. 40 a 47-A das “DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES”, a que se refere o inciso I da Cláusula Décima Terceira.

VIGÉSIMA

MULTA DE AJUIZAMENTO Na hipótese de cobrança judicial da dívida decorrente deste Contrato, a **BENEFICIÁRIA** pagará multa de 10% (dez por cento) sobre o principal e encargos da dívida, além de despesas extrajudiciais, judiciais e honorários advocatícios, devidos a partir do primeiro despacho da autoridade competente na petição de cobrança.

VIGÉSIMA PRIMEIRA

LIQUIDAÇÃO ANTECIPADA DA DÍVIDA Na hipótese de liquidação antecipada da dívida, serão liberadas as garantias, aplicando-se às demais obrigações o disposto no art. 18, parágrafo segundo, das “DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES” mencionadas no inciso I da Cláusula Décima Terceira.

VIGÉSIMA SEGUNDA

VENCIMENTO ANTECIPADO O **BNDES** poderá declarar vencido antecipadamente este Contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das “DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES”, a que se refere o inciso I da Cláusula Décima Terceira, forem comprovadas pelo **BNDES**:

- a) a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da **BENEFICIÁRIA**, de dispositivo pelo qual seja exigido “quorum” especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle pelos respectivos controladores, ou, ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importe em:
 - i) restrições à capacidade de crescimento da **BENEFICIÁRIA** ou ao seu desenvolvimento tecnológico;
 - ii) restrições de acesso da **BENEFICIÁRIA** a novos mercados; ou
 - iii) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação;

PARÁGRAFO ÚNICO

Na hipótese de aplicação dos recursos concedidos por este Contrato em finalidade diversa da prevista na Cláusula Primeira, o **BNDES**, sem prejuízo do disposto no “caput” desta Cláusula, comunicará o fato ao Ministério Público Federal, para os fins e efeitos da Lei nº 7.492, de 16/06/86.

VIGÉSIMA TERCEIRA

DECLARAÇÃO E GARANTIAS

A **BENEFICIÁRIA** declara e garante que a celebração deste Contrato e o cumprimento de suas obrigações, em especial a cessão de receita prevista na Cláusula Sexta, não constitui violação ou descumprimento de qualquer contrato, acordo ou demais instrumentos dos quais a **BENEFICIÁRIA** seja parte ou ao qual esteja vinculada.

VIGÉSIMA QUARTA

VENCIMENTO EM DIAS FERIADOS

Todo vencimento de prestação de amortização de principal e encargos que ocorra em sábados, domingos ou feriados nacionais, inclusive os bancários será, para todos os fins e efeitos deste Contrato, deslocado para o primeiro dia útil subsequente, sendo os encargos calculados até essa data, e se iniciando, também a partir dessa data, o período seguinte regular de apuração e cálculo dos encargos deste Contrato.

VIGÉSIMA QUINTA

TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS PARA OS CREDORES

A **BENEFICIÁRIA**, neste ato, determina ao **BANCO**, em caráter irrevogável e irretroatável, que os valores liberados pelo **BNDES** em seu favor, na conta vinculada prevista no Parágrafo Único da Cláusula Segunda, sejam utilizados exclusivamente para fins de liquidação financeira de seus compromissos junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, nos termos do relatório LF 003, expedido pelo próprio MAE, mediante a transferência dos valores para as contas correntes de seus credores, conforme previsto no Anexo ao presente Contrato.

A **BENEFICIÁRIA** apresentou a Certidão Positiva de Débito com Efeitos de Negativa nº 273752002-11001090, expedida em 03 de janeiro de 2003, pelo Instituto Nacional do Seguro Social - INSS.

As folhas do presente Instrumento são rubricadas por Rosemary Martins Hissa, advogada do **BNDES**, por autorização dos representantes legais que o assinam.

E, por estarem justos e contratados, firmam o presente em 04 (quatro) vias, de igual teor e para um só efeito, na presença das testemunhas abaixo assinadas.

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2003.

Pelo BNDES:

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES

Carlos Lessa
Presidente

Darc Costa
Vice-Presidente

Pela BENEFICIÁRIA:

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Djalma Bastos de Moraes
Diretor Presidente

Cristiano Corrêa de Barros
Diretor de Finanças e Participações

Continuação da Folha de assinaturas do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n°
02.2.962.3.1

Pelos INTERVENIENTES:

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Edvaldo Alves de Santana
Superintendente de Estudos
Econômicos do Mercado

Julião Silveira Coelho
Procurador Federal / ANEEL
Mat. SIAPE n° 1357594

BANCO ITAÚ S.A.

José Nilson Cordeiro
Gerente Comercial

Paulo Jorge M. Trachez
Gerente B-00372644-5

TESTEMUNHAS:

Nome: Wellington Costa de Souza
CPF: 883.775.957-87

Nome: Marco Túlio Campos Guimarães
CPF: 204.021.396-15

**ANEXO AO CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO Nº
02.2.962.3.1**

CREADOR	CNPJ	VALOR(R\$)	BANCO	AGÊNCIA	CONTA
Alcoa Alumínio S.A.	23.637.697/0001-01	8.175,26	Bradesco	665-3	8000-4
Bandeirante Energia S.A.	02.302.100/0001-06	9.942.213,42	Bradesco	0516-9	78898-8
Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina	19.527.639/0001-58	9.501.428,17	CEF	108	580.000-7
Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial	04.790.539/0001-42	5.209,45	Banco do Brasil	1607-1	191.199-6
Companhia Elétrica de Brasília	00.070.698/0001-11	4.420.157,97	Banco de Brasília	207	001412-0
Ceb Lajeado S.A.	03.677.638/0001-50	224.154,45	Banco de Brasília	207	001.050-8
Companhia Energética de Pernambuco	10.835.932/0001-08	8.616.475,17	Banco do Brasil	1850-3	91105-4
Companhia Energética Meridional	02.201.268/0001-17	521.171,43	Itaú	49066-9	0289-9
Companhia Energética do Maranhão	06.272.793/0001-84	5.044.510,09	CEF	1577-6	999-2
Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro	33.050.071/0001-58	3.137.622,69	Itaú	911	03927-9
Companhia Energética Santa Clara	02.881.800/0003-56	438.293,53	BCN	196	002405-9
Companhia de Interconexão Energética	01.983.856/0001-97	1.589.297,00	Santander	005-1	95111727
Companhia Luz e Força Santa Cruz	61.116.265/0001-44	108.340,29	Itaú	1036	04825-2
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	15.139.629/0001-94	8.923.403,02	Banco do Brasil	2940-8	140000-2
Companhia Energética do Ceará	07.047.251/0001-70	8.723.579,05	Citibank	6	49723016
Copel Geração S.A.	04.370.282/0001-70	655.591,12	Banco do Brasil	3306-5	11100-7
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	08.324.196/0001-81	6.552.230,41	Banco do Brasil	0022-1	205691-7
Companhia de Tecidos Norte de Minas	22.677.520/0001-76	2.137.986,00	Bradesco	055063-9	3114-3
Companhia Paulista de Força e Luz	33.050.196/0001-88	6.409.674,64	Bradesco	0046-9	390550-0
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A.	04.172.213/0001-51	4.104.269,24	Bradesco	0046-9	427880-1
CPFL Geração de Energia S.A.	03.953.509/0001-47	19.251.055,19	Bradesco	0046-9	429429-7

Companhia Paraibuna de Metais	42.416.651/0001-07	199.736,24	Bradesco	198	0172828-8
CSN Energia S.A.	03.537.249/0001-29	45.670.668,53	Bradesco	0468-5	156670-9
Companhia Sul Paulista de Energia	60.855.608/0001-20	948.821,76	Itaú	2001	32196-3
Companhia Vale do Rio Doce	33.592.510/0001-54	1.867.500,26	Bradesco	0445-6	109000-3
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	23.664.303/0001-04	35.438,25	Banco do Brasil	0309-3	7681-3
Duke Trading do Brasil Ltda	03.631.957/0001-24	10.864.372,33	Boston	1	62657800
Empresa de Eletricidade Vale do Paranapanema S.A.	60.876.075/0001-62	6.745.315,62	Banco do Brasil	3064-3	05133-0
El Paso Rio Grande Ltda	02.290.789/0001-98	12.650.423,60	Itaú	911	05468-2
Elektro Eletricidade e Serviços S.A	02.328.280/0001-97	14.383.029,63	Banespa	154	55000755-1
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	61.695.227/0001-93	14.323.150,43	Banespa	319	55-000049-2
Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A.	15.413.826/0001-50	1.830.240,75	ABN Amro	85	6987385-2
Enertrade Comercializadora de Energia S.A.	04.149.295/0001-13	972.773,01	Safra	54	1052-9
Enron Comercializadora de Energia Ltda	02.754.177/0001-09	4.163.589,27	HSBC	454	00774-05
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	28.152.650/0001-71	555.753,38	Banco Bilbao Vzcaya	841	100000604
Fafen Energia S.A.	04.298.015/0001-39	3.066.024,34	Banco Safra	54	0971-7
Guaraniana Comércio e Serviços S.A.	04.023.261/0001-88	7.761.426,59	Itaú	1247	33069-7
Ibiritermo Ltda	04.552.973/0001-94	49.095,78	Banco do Brasil	5142-X	3308-1
Itambé Energética S.A.	03.926.572/0001-94	2.004.666,59	Itaú	3957	00607-9
Usina Termelétrica de Juiz de Fora S.A.	04.166.097/0001-68	1.985.283,43	Banco do Brasil	025-6	10577-5
Light Serviços de Eletricidade S.A.	60.444.437/0001-46	4.988.496,92	Bradesco	0026-4	372330-5
MPX Termoceará Ltda	04.605.162/0001-04	45.341,22	Unibanco	300	102094-4
SFE – Sociedade Fluminense de Energia Ltda	02.754.200/0001-65	21.469.454,78	HSBC	454	00774-05
Termobahia (Petrobrás	05.195.759/0001-	1.516,47	Banco Itaú	2001	33808-2

Energia Ltda) (*)	90		S/A		
Tractebel Energia S.A.	02.474.103/0001-19	61.903.617,80	Banco do Brasil	76493-0	3125-9
Tradener Ltda	02.691.745/0001-70	5.788.031,42	Real	415	0007943-3
Tradenergy-Empresa de Comercialização de Energia	02.867.340/0001-40	10.893.041,20	HSBC	38	10059-41

(*) os direitos de créditos da Termobahia S/A foram transferidos para a Petrobrás Energia Ltda, conforme autorização do MAE, através da carta CT-121/03 de 31/01/2003. O CNPJ e as informações bancárias são da Petrobrás Energia.

**CERTIFICADO EM CONFORMIDADE COM A 18 U.S.C. SECTION 1350,
COMO PROMULGADA PELA
SECTION 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual através do Form 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (“Companhia”) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001, como arquivado na Securities and Exchange Commission na data deste (“Relatório”), eu, Djalma Bastos de Moraes, Diretor Presidente Executivo e Presidente do Conselho de Administração da Companhia, certifico, em consonância ao 18 U.S.C. Section 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos da Section 13(a) ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam satisfatoriamente, em todos aspectos relevantes, a condição financeira e resultados das operações da Companhia.

Nome: Djalma Bastos de Moraes
Cargo: Diretor Presidente e
Presidente do Conselho de Administração

Data: 25 de Março de 2003

**CERTIFICADO EM CONFORMIDADE COM A 18 U.S.C. SECTION 1350,
COMO PROMULGADA PELA
SECTION 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual através do Form 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (“Companhia”) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001, como arquivado na Securities and Exchange Commission na data deste (“Relatório”), eu, Djalma Bastos de Moraes, Diretor Presidente Executivo e Presidente do Conselho de Administração da Companhia, certifico, em consonância ao 18 U.S.C. Section 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos da Section 13(a) ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam satisfatoriamente, em todos aspectos relevantes, a condição financeira e resultados das operações da Companhia.

Nome: Flávio Decat de Moura
Cargo: Diretor de Finanças e Participações

Data: 25 de março de 2003