

**Prospecto de Oferta Pública da 1ª Emissão de Debêntures Simples,
da Espécie sem Garantia nem Preferência da**



COMPANHIA ABERTA
CNPJ nº 17.155.730/0001-64 - Avenida Barbacena, 1200
30190-131 Belo Horizonte, Minas Gerais

R\$ 625.000.000,00

Classificação Moody's: Aa1.br

Registro na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº CVM/SRE/DEB/2001/080, para a 1ª série e CVM/SRE/DEB/2001/081, para a 2ª série em 03 de dezembro de 2001

As Debêntures desta emissão estão inscritas na Bolsa de Valores de São Paulo sob os códigos ISIN nos BRCMIGDBS016 para a 1ª série e BRCMIGDBS024 para a 2ª série.

“O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, em garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas”.

“Este Prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela companhia emissora, visando ao atendimento dos padrões mínimos de informação estabelecidos para colocação e distribuição pública de títulos e valores mobiliários definidos pelo Código de Auto-Regulação ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil, o que não implica, por parte da ANBID, garantia de veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, das instituições participantes e/ou dos títulos e valores mobiliários objeto da distribuição.”



Vide Seção Fatores de Risco Relativos à Companhia para discussão de certos fatores que devem ser considerados com relação à aquisição das Debêntures.

Índice

I.	APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E DE MERCADO.....	3
II.	SUMÁRIO	7
III.	TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA	15
IV.	INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS	21
V.	FATORES DE RISCO	25
VI.	DESTINAÇÃO DOS RECURSOS	37
VII.	CAPITALIZAÇÃO DA EMISSORA.....	41
VIII.	ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS.....	45
IX.	O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	59
X.	NEGÓCIOS DA EMISSORA	75
XI.	ADMINISTRAÇÃO DA EMISSORA.....	121
XII.	PRINCIPAIS ACIONISTAS	127
XIII.	OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	133
XIV.	INFORMAÇÕES REFERENTES AO ANEXO I DA INSTRUÇÃO CVM Nº 13/80	139

A N E X O S

I.	GLOSSÁRIO TÉCNICO	151
II.	ESCRITURA DE EMISSÃO	155
III.	1º ADITIVO À ESCRITURA DE EMISSÃO	179
IV.	ATA DA AGE DE 14 DE SETEMBRO DE 2001.....	187
V.	ATA DA RCA DE 19 DE NOVEMBRO DE 2001.....	195
VI.	ESTATUTO SOCIAL.....	199
VII.	INFORMAÇÕES ANUAIS (2000) - IAN.....	221
VIII.	INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (JUN/2001) - ITR.....	513
IX.	INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (SET/2001) - ITR.....	537
X.	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS (1999/2000) - DFP	565
XI.	SÚMULA DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DA EMISSÃO.....	655

INSTRUÇÃO CVM Nº 13/80

ANEXO I

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Companhia Aberta
CNPJ nº 17.155.730/0001-64
Avenida Barbacena, 1200
Belo Horizonte, Minas Gerais

R\$ 625.000.000,00

Emissão pública de 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) debêntures simples, de emissão da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (a "Emissora"), todas nominativas, escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (as "Debêntures"), com valor nominal unitário na data de emissão de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo o montante de R\$ 625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais) (doravante denominada a "Oferta"), divididas em duas séries, a primeira no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) (a "1ª Série") e a segunda no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) (a "2ª Série"), todas com data de emissão em 01 de novembro de 2001, tendo a 1ª Série vencimento em 1 de novembro de 2009 e a 2ª Série vencimento em 1 de novembro de 2011.

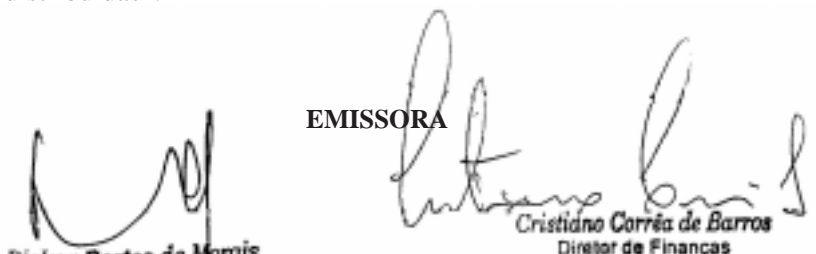
A emissão das Debêntures foi aprovada conforme deliberação da Assembléia Geral Extraordinária ("AGE") da Emissora realizada em 14 de setembro de 2001 e Reunião do Conselho de Administração da Emissora ("RCA") realizada em 19 de novembro de 2001, cujas atas foram arquivadas na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob os nºs 2658651, em 02 de outubro de 2001 e 2674854, em 21 de novembro de 2001, respectivamente, e publicadas no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 06 de outubro de 2001 e em 27 de novembro de 2001, respectivamente.

Registro na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº CVM/SRE/DEB/2001/080, para a 1ª série e CVM/SRE/DEB/2001/081, para a 2ª série em 03 de dezembro de 2001.

Data do Início da Distribuição Pública: 04 de dezembro de 2001.

"O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, em garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas".

EMISSORA

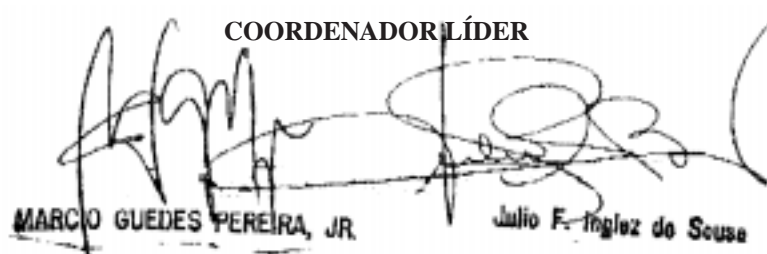


Djulma Bastos de Moraes
Diretor Presidente

Cristiano Corrêa de Barros
Diretor de Finanças
e Participações

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

COORDENADOR LÍDER



MARCIO GUEDES PEREIRA, JR.

Julio F. Inglez do Sousa

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

I.

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E DE MERCADO

Salvo se especificado de outra forma, as informações financeiras da Emissora acerca dos períodos findos em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000 e acumulada dos terceiros trimestres de 2000 e 2001, contidas no presente Prospecto, derivam das demonstrações financeiras da Emissora, auditadas pela Arthur Andersen S/C, localizada na Avenida Álvares Cabral, 1741, 8º e 9º andares, Belo Horizonte, MG, 30170-001, que emitiu parecer sobre as mesmas, também constante deste Prospecto. As demonstrações financeiras são apresentadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, conforme determinado pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, pelas normas e regulamentos emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelos boletins técnicos preparados pelo Instituto Brasileiro de Contadores - Ibracon.

Somente a partir do ano de 2000, a Emissora passou a publicar Demonstrações Contábeis Consolidadas, considerando-se que: (i) as demonstrações contábeis das controladas Gasmig e Infovias não provocavam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da Emissora; e (ii) as controladas Sá Carvalho e Ipatinga somente entraram em operação no último trimestre de 2000.

Algumas cifras apresentadas neste Prospecto poderão não resultar em um somatório preciso em razão de arredondamentos.

As informações sobre o setor de energia elétrica constantes deste Prospecto, inclusive as informações sobre a participação da Emissora no referido setor, foram extraídas de fontes públicas reconhecidas, tais como entidades de classe e órgãos governamentais.

Para fins de análise das informações contidas neste prospecto, deve-se levar em consideração o fato de que em momentos de grande instabilidade em determinadas variáveis macroeconômicas, como o que o país atravessa atualmente, e com a possibilidade de um período de recessão na economia mundial em virtude dos recentes ataques terroristas aos Estados Unidos da América, o que poderá gerar agravamento da crise da Argentina, e a conseqüente elevação da taxa de juros interna, além da instabilidade política com a iminência de realização de eleições presidenciais, o racionamento de energia, e as incertezas quanto ao nível de desvalorização da moeda nacional frente ao dólar norte-americano, entre outros fatores relevantes, quaisquer projeções, estimativas ou expectativas tendem a ter uma margem de erro maior. Quaisquer interessados na aquisição das Debêntures desta emissão deverão levar em consideração tais aspectos antes de realizar qualquer investimento.

II.
SUMÁRIO

O Sumário da presente emissão de Debêntures descrito a seguir deve ser lido em conjunto com as demais informações da Emissora que se encontram detalhadas ao longo deste Prospecto. Recomenda-se aos potenciais adquirentes das Debêntures que contactem seus assessores legais e financeiros antes de realizar qualquer investimento nas Debêntures objeto da presente emissão.

Os termos utilizados em letras maiúsculas e não definidos neste Prospecto terão o significado a eles atribuídos no glossário técnico, Anexo I ao presente.

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

A Emissora foi constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade de economia mista, nos termos da Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, e nos termos do Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952, com a denominação de Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.

A Emissora é uma empresa de energia elétrica, controlada pelo Governo Estadual de Minas Gerais, que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A Emissora apresentou uma receita operacional líquida em 1998, 1999 e 2000 de R\$ 2,486, R\$ 2,864 e R\$ 3,628 bilhões, e um lucro líquido de R\$ 483, R\$ 33 e R\$ 415 milhões, respectivamente. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora atendia um total de 5.342.723 consumidores.

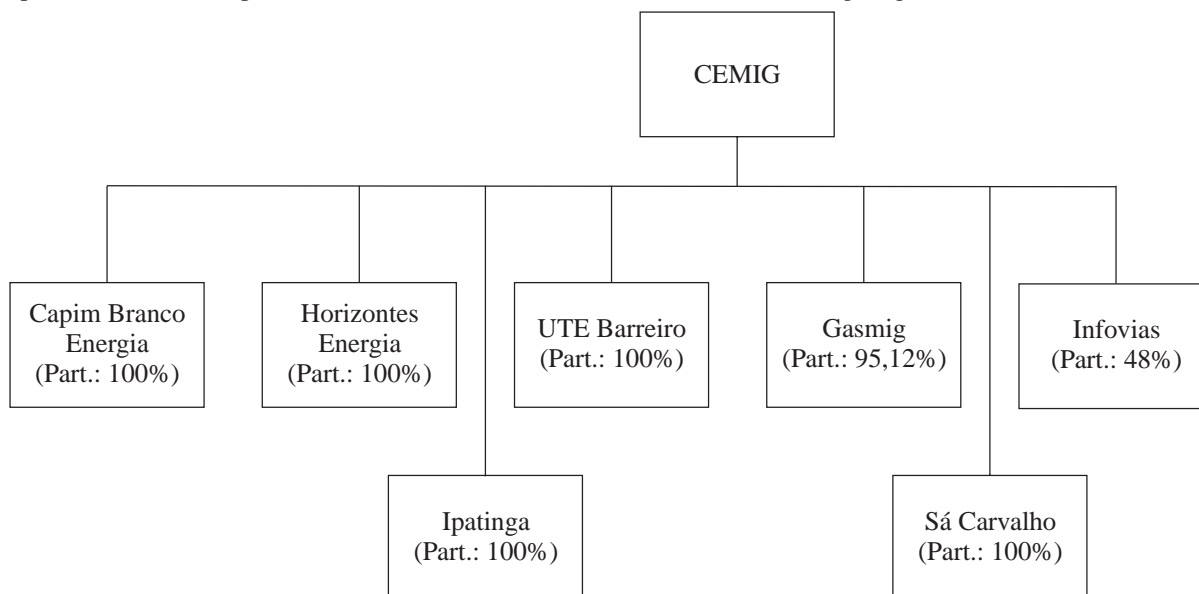
A Emissora opera seus negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Até 1997, a Emissora detinha concessões individuais relativas a cada uma de suas instalações de geração e relativas a várias regiões dentro de sua área de distribuição. Em 10 de julho de 1997, a Emissora celebrou novos contratos de concessão com a União, que consolidaram suas diversas concessões de geração em um único contrato e suas diversas concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste do Estado de Minas Gerais. Na mesma data, a Emissora celebrou um novo contrato de concessão com a União, relativo às suas operações de transmissão (doravante conjuntamente denominados “Contratos de Concessão”).

Área de Concessão

A Emissora é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica na área que abrange aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais (a “Área de Concessão”), com 586.852 quilômetros quadrados de extensão, com uma população estimada em 16.944.548 habitantes, representando 10% do Produto Interno Bruto - PIB Brasileiro.

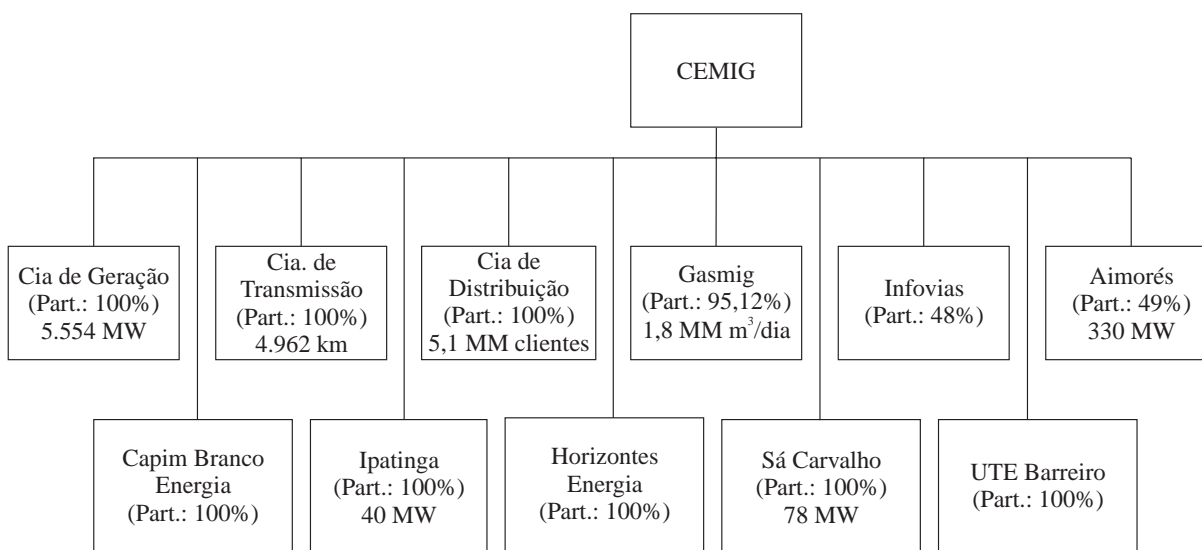
Estrutura Organizacional e Desverticalização

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas e operadas diretamente pela Emissora, através de suas subsidiárias, conforme organograma abaixo:



Contudo, de acordo com os Contratos de Concessão da Emissora e em conformidade com a atual estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro, a Emissora pretende reestruturar seu negócio até meados de 2002, “desverticalizando” suas operações de geração, transmissão e distribuição por meio da constituição de subsidiárias integrais, cada uma dedicada a uma área específica. Tendo em vista que o Governo Estadual de Minas Gerais é o acionista majoritário da Emissora, é necessária a aprovação de lei específica pela Assembléia Estadual antes de a reestruturação ser iniciada. Em 2 de março de 2001, um projeto de lei foi apresentado ao poder legislativo de Minas Gerais propondo a reestruturação, mas ainda não foi aprovado.

O processo de desverticalização resultará em uma nova estrutura organizacional da Emissora. As atividades de geração, transmissão e distribuição serão desenvolvidas separadamente, através de subsidiárias integrais da Emissora. Em dezembro de 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) concordou com os termos gerais do plano de reestruturação societária da Emissora. O quadro a seguir ilustra a estrutura de subsidiárias subseqüentemente à conclusão do processo de desverticalização proposto:



Estratégia de Negócios

A Emissora é uma companhia voltada para o crescimento de suas atividades, como meio de aumentar o valor dos investimentos feitos por seus acionistas.

Inserida na região sudeste, responsável pela geração de mais de 50% do PIB e de mais de 80% do consumo de eletricidade do País, a Emissora busca atender a demanda crescente de seus consumidores, ou de novos consumidores, por serviços de suprimento de energia elétrica confiáveis e de baixo custo. A Emissora busca assegurar também uma perspectiva de longo prazo para que seus clientes possam expandir suas atividades estando seguros de que haverá energia suficiente para seus projetos de expansão.

Para isto, a Emissora atua em todas as áreas do negócio de eletricidade, ou seja, geração, transmissão e distribuição, o que garante competitividade e qualidade ao suprimento de energia para seus clientes.

Para enfrentar os desafios da competição que se instalará com o advento da reestruturação regulatória implementada pelo Poder Concedente, a Emissora conta com o espírito empreendedor e pioneiro de seus funcionários, que são os responsáveis pela introdução de novas tecnologias e técnicas gerenciais que têm garantido uma reputação invejável no setor elétrico e que resultaram em um desempenho que ultrapassa os requisitos exigidos pelos Contratos de Concessão.

Responsável por 96% do suprimento de eletricidade no Estado de Minas Gerais, a Emissora busca atender 100% dos consumidores em sua Área de Concessão, o que deverá ser atingido em pouco mais de dois anos, assegurando a universalidade do serviço prestado a toda população do Estado de Minas Gerais.

Atividades da Emissora

Geração

A Emissora é a quinta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil em capacidade instalada. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora gerava eletricidade em 39 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de uma capacidade instalada total de geração de 5.636 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.464 MW, as usinas termelétricas por 171 MW e a usina eólica por 1 MW. O parque gerador da Emissora gerou, no ano 2000, 30.280 GWh, cerca de 10% da geração total do Brasil naquele ano. Até 30 de setembro de 2001, a geração da Emissora alcançou um total de 15.039 GWh, e as projeções indicam uma geração total para o ano de 2001 de 17.750 GWh, cerca de 60% da geração do ano anterior, em virtude do racionamento de energia elétrica. Sete das usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 89% e 92% da capacidade de geração elétrica instalada da Emissora no final do trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, respectivamente. A Emissora forneceu aproximadamente 96% da eletricidade consumida no Estado de Minas Gerais tanto no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. A Emissora gerou em suas próprias usinas aproximadamente 43% de toda a energia vendida durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, tendo comprado o saldo restante de terceiros.

Transmissão

A Emissora realiza também a atividade 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. A Emissora transporta a energia produzida em suas próprias instalações de geração bem como a energia comprada de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras concessionárias. A rede de transmissão da Emissora 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 ("ONS"). Em 30 de setembro de 2001, a rede de transmissão da Emissora consistia de 49 linhas de transmissão, sendo 11 linhas de 500 kV com 2.168,4 quilômetros, 21 linhas de 345 kV com 1.924,2 quilômetros e 17 linhas de 230kV, com 737,3 quilômetros, totalizando 4.829,9 quilômetros de linhas de transmissão, bem como de 29 subestações com um total de 85 transformadores e capacidade de transformação total de 14.487 MVA.

Distribuição

A Emissora detém a concessão de distribuição exclusiva no Estado de Minas Gerais para clientes que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade de voltagem abaixo de 69 kV. A Área de Concessão cobre 586.852 quilômetros quadrados, ou aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora detinha e operava 320.132 quilômetros de linhas de distribuição, por meio das quais a Emissora fornece energia elétrica a mais de 5 milhões de clientes. A Emissora foi a maior concessionária de distribuição no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais em 30 de setembro de 2001. Da eletricidade fornecida a usuários finais no Estado de Minas Gerais em 30 de setembro de 2001, a Emissora forneceu 60% a clientes industriais, 19% a clientes residenciais, 10% a clientes comerciais e 11% a clientes rurais e outros.

Outros negócios

Embora o principal negócio da Emissora consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a Emissora atua também no negócio de distribuição de gás natural em Minas Gerais por intermédio de uma subsidiária, a Gasmig. Ademais, a Emissora detém participação de aproximadamente 49% na Infovias, companhia criada para prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalada ao longo de sua rede de transmissão e distribuição, por meio das quais os serviços de telecomunicações, Internet e televisão a cabo podem ser prestados. A Emissora realiza ainda atividades de consultoria internacional e possui como clientes várias companhias elétricas em países estrangeiros.

Principais Acionistas

O capital social da Emissora é dividido em ações ordinárias e ações preferenciais, totalizando 158.999.498.432 ações. O Governo Estadual de Minas Gerais é titular de 35.413.734.262 ações ordinárias, correspondentes a 50,96% do capital votante, e de 1.850.550.863 ações preferenciais, correspondentes a 2,07% do capital preferencial da Emissora. Ademais, a Minas Gerais Participações Ltda. (“MGI”), uma companhia de investimentos controlada pelo Governo Estadual de Minas Gerais, detém 1.117.681.168 ações preferenciais, correspondentes a 1,25% do capital preferencial da Emissora. A Southern Eletric Brasil Participações Ltda. (“Southern”) detém 22.908.484.893 ações ordinárias, correspondentes a 32,96% do capital votante da Emissora.

Acordo de Acionistas

Em razão da venda ocorrida em 1997 de 32,96% das ações ordinárias da Emissora pelo Governo Estadual de Minas Gerais para a Southern, a Southern e o Governo Estadual de Minas Gerais celebraram um acordo de acionistas que continha disposições sobre quorum qualificado e direito de veto, conferindo à Southern influência mais ampla sobre determinadas deliberações. Em 1999, após as eleições estaduais e a posse de uma nova administração, o Governo Estadual de Minas Gerais ajuizou uma ação visando anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que essas disposições especiais constituíam transferência não autorizada por lei do controle da Emissora à Southern com base nos princípios da Constituição Federal, bem como pleiteando que o Governo Estadual de Minas Gerais somente poderia ceder controle da Emissora de acordo com legislação estadual específica que assim dispusesse.

Em agosto de 2001, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais proferiu acórdão declarando o acordo de acionistas nulo, encontrando-se a matéria atualmente sujeita a recurso pela Southern. Assim, nenhuma das disposições sobre quorum qualificado ou direito de veto constantes do respectivo Acordo de Acionistas encontra-se em vigor atualmente. Entretanto, esta decisão está sujeita a recurso pela Southern e conseqüentemente a validade do acordo de acionistas e o controle da Emissora permanecem sujeitos à disputa judicial. Não obstante, a Southern ainda indica 4 dos 11 conselheiros que compõem o Conselho de Administração da Emissora.

Fonte e Uso dos Recursos

A Emissora pretende utilizar os recursos provenientes da presente emissão de Debêntures para o financiamento parcial 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 para os anos de 2001 e 2002, de acordo com o qual a Emissora deverá investir R\$ 750,5 milhões e R\$ 926,5 milhões durante 2001 e 2002, respectivamente.

Capitalização

O endividamento líquido da Emissora (Empréstimos e Financiamentos menos Disponibilidades) em setembro de 2001 era de 1.664 milhões, representando 25,79% do patrimônio líquido.

O endividamento total da Emissora em 30 de setembro de 2001 era de R\$5.090 milhões. Desse total, 38,66% correspondem a endividamento de curto prazo.

Para um maior detalhamento do endividamento da Emissora, vide Capítulo VII - “Capitalização da Emissora”.

Informações Financeiras Seleccionadas da Emissora

As informações financeiras seleccionadas da Emissora, apresentadas a seguir para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000 e para os períodos encerrados em 30 de setembro de 2000 e 2001, são apresentadas em conformidade com as Demonstrações Financeiras da Emissora.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS - NÃO CONSOLIDADO
(EM MILHARES DE REAIS)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2000	1999	1998
INFORMAÇÕES DO RESULTADO DO PERÍODO			
Receita operacional líquida	3.390.010	2.725.270	2.454.410
Total das despesas operacionais	(2.689.178)	(2.321.406)	(1.773.171)
Receitas (despesas) financeiras	(265.994)	(506.215)	(471.759)
Lucro (prejuízo) operacional	434.655	(96.727)	213.090
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	414.959	33.719	482.780
INFORMAÇÕES DO BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo			
Circulante	1.062.729	742.857	591.667
Contrato de Cessão de créditos	1.238.885	1.104.997	976.701
Investimentos	270.806	87.163	224.273
Imobilizado	9.091.819	9.217.689	9.253.924
Passivo			
Empréstimos e financiamentos - curto prazo	584.345	459.129	165.083
Outros passivos circulantes	1.093.802	1.118.315	1.084.533
Empréstimos e financiamentos - longo prazo	1.087.857	1.038.739	981.028
Obrigações especiais	1.254.751	1.156.122	1.058.488
Patrimônio Líquido	7.817.533	7.588.983	8.012.451

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS - NÃO CONSOLIDADO
(EM MILHARES DE REAIS)

	30 de setembro de	
	2001	2000
INFORMAÇÕES DO RESULTADO DO PERÍODO		
Receita operacional líquida	2.678.629	2.596.473
Total das despesas operacionais	(2.373.268)	(2.077.912)
Receitas (despesas) financeiras	(532.621)	(244.678)
Lucro (prejuízo) operacional	(212.939)	273.030
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	(194.621)	324.068
INFORMAÇÕES DO BALANÇO PATRIMONIAL		
Ativo		
Circulante	1.297.621	1.184.464
Contrato de Cessão de créditos	1.425.169	1.147.222
Créditos tributários - longo prazo	592.754	119.474
Investimentos	380.583	106.437
Imobilizado	8.961.015	9.198.414
Passivo		
Empréstimos e financiamentos - curto prazo	779.147	409.701
Outros passivos circulantes	1.188.551	1.368.021
Empréstimos e financiamentos - longo prazo	1.369.166	1.077.829
Entidade de previdência privada - longo prazo	1.707.923	-
Obrigações especiais	1.378.022	1.231.476
Patrimônio Líquido	6.450.860	7.726.641

Informações e Contatos

A Emissora tem sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena nº 1.200, CEP 30190-131.

Para maiores informações, contatar o departamento de Relações com Investidores:

Av. Barbacena, 1200
Belo Horizonte, MG
CEP: 30190-131
Telefone: (55xx31) 3299-3930
Fax: (55xx31) 3299-3933
At.: Luiz Fernando Rolla

III.

TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA

- Emissora:** Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
- Agente Fiduciário:** PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
- Valor Total da Emissão:** R\$ 625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais), divididos em duas séries.
- Valor Nominal Unitário:** R\$ 10.000,00 (dez mil reais), na Data de Emissão.
- Quantidade de Títulos:** 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) Debêntures, sendo 31.250 (trinta e um mil duzentos e cinquenta) para a 1ª Série e 31.250 (trinta e um mil duzentos e cinquenta) para a 2ª Série.
- Data de Emissão:** 1º de novembro de 2001.
- Destinação dos Recursos:** Os recursos obtidos através da emissão das Debêntures serão destinados ao financiamento parcial 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 para os anos de 2001 e 2002, de acordo com o qual a Emissora deverá investir R\$ 750,5 milhões e R\$ 926,5 milhões durante 2001 e 2002, respectivamente.
- Número de Séries:** As Debêntures serão emitidas em duas séries, cada uma no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais), na Data de Emissão.
- Classe e Forma:** Simples, ou seja, não conversíveis em ações, da forma nominativa escritural, sem emissão de cautelas ou certificados.
- Preço de Subscrição:** O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal Unitário atualizado, acrescido dos juros remuneratórios, desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de juros remuneratórios, conforme o caso, até a data da efetiva subscrição.
- Espécie:** Sem garantia nem preferência (quirografária).
- Remuneração:** Durante o Primeiro Período de Vigência de Remuneração de ambas as séries das Debêntures, que se inicia na Data de Emissão e se encerra em 1 de novembro de 2005, para a 1ª Série, e em 1 de novembro de 2006, para a 2ª Série, o valor nominal das Debêntures será atualizado pela variação do Índice Geral de Preços de 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.
- 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 de 12,70% ao ano, base 360 dias corridos por ano, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado conforme parágrafo acima.
- Respeitados os limites estabelecidos na AGE, a remuneração definitiva das Debêntures das duas séries foi determinada em processo de *bookbuilding*, realizado em 13 de novembro de 2001, e aprovada pelo Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 19 de novembro de 2001, e deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das Debêntures.
- 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.
- Repactuação:** As condições de Remuneração das Debêntures serão objeto de repactuação em 1º de novembro de 2005, para a 1ª Série, e em 1º de novembro de 2006, para a 2ª Série.
- Obrigações Adicionais da Emissora:** A Emissora obriga-se, ainda, a cumprir com o disposto na Cláusula VIII da Escritura.

- Integralização e Forma de Pagamento:** A integralização das Debêntures será feita à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.
- 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 1º de novembro de 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 1º de novembro de 2011 (a "Data de Vencimento da 2ª Série").
- 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 extrajudicial, 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 na Escritura, incluindo a não publicação das condições de repactuação, 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 na 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 ocorra respeitado o disposto na Cláusula XI da 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 da Escritura.

Na ocorrência de qualquer dos eventos mencionados 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 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*.

Amortização:

Não são programadas amortizações das Debêntures antes das respectivas datas de vencimento de cada série.

**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 nº 13, de 30 de setembro de 1980, 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.

Registro da Negociação: As Debêntures terão registro para negociação junto ao (i) SND - Sistema Nacional de Debêntures ("SND"), administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP; e ao (ii) Sistema de Negociação BOVESPA FIX, da BOVESPA ("BOVESPA FIX"), custodiado na CBLC - Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC").

Local de Pagamento: 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 Escriurador.

Poder Liberatório: Na hipótese de não pagamento, pela Emissora, de qualquer valor devido com relação às Debêntures ou nos termos da Escritura nas respectivas datas de vencimento e sem prejuízo do disposto nos itens 4.4 e 4.9.3 da Escritura, 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 na 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.

As instituições autorizadas a receber o pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica emitidas pela Emissora, conforme convênios de arrecadação celebrados com a Emissora, também poderão utilizar o Poder Liberatório das Debêntures de sua titularidade para liquidar junto à Emissora, as obrigações dessas instituições 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 a essas instituições, 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. As instituições financeiras autorizadas a receber o pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica poderão 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.

Os termos acima são apresentados neste Prospecto apenas como um sumário dos termos e condições da Emissão, e devem ser lidos em conjunto com as informações detalhadas sobre as características desta Emissão. Vide Capítulo XV - "Informações Referentes ao Anexo I da Instrução CVM nº 13/80", Anexo II "Escritura de Emissão" e Anexo III ("1º) Aditivo à Escritura de Emissão" para informações detalhadas sobre as características da Emissão.

IV.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

Informações Financeiras da Emissora

As informações financeiras da Emissora, apresentadas a seguir, estão qualificadas em conformidade com as suas Demonstrações Financeiras incluídas neste Prospecto e devem ser lidas conjuntamente. As informações financeiras foram auditadas pelos auditores independentes da Emissora.

Algumas outras informações financeiras e operacionais são também apresentadas na tabela a seguir. As demonstrações financeiras são apresentadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, conforme determinado pela Lei nº 6.404/76, pelas normas e regulamentos emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelos boletins técnicos preparados pelo Instituto Brasileiro de Contadores - Ibracon.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS - NÃO CONSOLIDADO
(EM MILHARES DE REAIS)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2000	1999	1998
Informações do Resultado do Período			
Receita Operacional			
Fornecimento bruto de energia elétrica	4.476.032	3.677.639	3.158.720
Suprimento a outras concessionárias	145.292	63.315	131.802
Outras receitas operacionais	237.553	138.544	41.010
Deduções a receita operacional	(1.231.314)	(1.015.684)	(844.991)
Receita operacional líquida	3.627.563	2.863.814	2.486.541
Despesa Operacional			
Pessoal	(516.487)	(457.722)	(457.959)
Materiais	(71.199)	(59.179)	(42.047)
Serviços de terceiros	(194.005)	(150.188)	(123.209)
Energia elétrica comprada para revenda	(819.186)	(726.768)	(551.759)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(243.173)	(151.147)	-
Depreciação e amortização	(484.008)	(448.274)	(351.788)
Contribuição FORLUZ - aposentados	(100.866)	(81.609)	(75.022)
Provisões operacionais	(7.030)	(118.504)	(5.334)
Quota para a conta de consumo de combustível	(281.537)	(133.841)	(96.075)
Outras despesas líquidas	(209.240)	(132.718)	(102.109)
Total das despesas operacionais	(2.926.731)	(2.459.950)	(1.805.302)
Resultado de equivalência patrimonial	(183)	5.624	3.610
Receitas (despesas) financeiras	(265.994)	(506.215)	(471.759)
Lucro (prejuízo) Operacional	434.655	(96.727)	213.090
Receitas (despesas) não Operacionais	(63.643)	(76.315)	(31.318)
Lucro (prejuízo) antes da Tributação e Participações	371.012	(173.042)	181.772
Imposto de Renda e Contribuição Social	(115.687)	47.183	(54.083)
Participações dos Empregados	(27.366)	(27.400)	(34.909)
Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	187.000	186.978	390.000
Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício	414.959	33.719	482.780
Lucro (prejuízo) Líquido por Mil Ações - R\$	2,61	0,21	3,04
Informações do Balanço Patrimonial			
Ativo			
Circulante	1.062.729	742.857	591.667
Contrato de cessão de créditos	1.238.885	1.104.997	976.701
Investimentos	270.806	87.163	224.273
Imobilizado	9.091.819	9.217.689	9.253.924
Passivo			
Empréstimos e financiamentos - curto prazo	584.345	459.129	165.083
Outros passivos circulantes	1.093.802	1.118.315	1.084.533
Empréstimos e financiamentos - longo prazo	1.087.857	1.038.739	981.028
Obrigações especiais	1.254.751	1.156.122	1.058.488
Patrimônio líquido	7.817.533	7.588.983	8.012.451
Outras Informações			
Dividendos por mil ações	1,17	1,72	2,95

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS - NÃO CONSOLIDADO
(EM MILHARES DE REAIS)

	30 de setembro de	
	2001	2000
Informações do resultado do período		
Receita Operacional		
Fornecimento bruto de energia elétrica	3.461.767	3.266.370
Suprimento a outras concessionárias	55.503	127.377
Outras receitas operacionais	196.340	174.322
Deduções a receita operacional	(952.860)	(901.626)
Receita operacional líquida	2.760.750	2.666.443
Despesa Operacional		
Pessoal	(427.327)	(376.874)
Materiais	(46.951)	(48.698)
Serviços de terceiros	(162.886)	(134.925)
Energia elétrica comprada para revenda	(815.005)	(601.774)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(205.303)	(179.011)
Depreciação e amortização	(375.334)	(361.243)
Contribuição FORLUZ - aposentados	-	(75.444)
Provisões operacionais	(16.215)	(18.906)
Quota para a Conta de Consumo de Combustível	(244.527)	(205.077)
Outras despesas líquidas	(161.841)	(145.930)
Total das despesas operacionais	(2.455.389)	(2.147.882)
Resultado de equivalência patrimonial	14.321	2.228
Receitas (despesas) financeiras	(532.621)	(245.531)
Lucro (prejuízo) operacional	(212.939)	273.030
Receitas (despesas) não operacionais	(61.546)	(42.116)
Lucro (prejuízo) antes da tributação e participações	(274.485)	230.914
Imposto de Renda e Contribuição Social	93.515	(57.267)
Participações dos empregados	(13.651)	(10.894)
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	187.000
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	(194.621)	324.068
Lucro (prejuízo) líquido por mil ações - R\$	(1,22)	2,03
	30.06.2001	31.12.2000
Informações do Balanço Patrimonial		
Ativo		
Circulante	1.297.621	1.184.464
Contrato de Cessão de créditos	1.425.169	1.147.222
Créditos tributários - longo prazo	592.754	119.474
Investimentos	380.583	106.437
Imobilizado	8.961.015	9.198.414
Passivo		
Empréstimos e financiamentos - curto prazo	779.147	409.701
Outros passivos circulantes	1.188.551	1.368.021
Empréstimos e financiamentos - longo prazo	1.369.166	1.077.829
Entidade de previdência privada - longo prazo	1.707.923	-
Obrigações especiais	1.378.022	1.231.476
Patrimônio Líquido	6.450.860	7.726.641
Outras informações		
Dividendos por mil ações	(1,22) -	0,67

V.
FATORES DE RISCO

Antes de tomar qualquer decisão de investimento, os investidores em potencial deverão considerar cuidadosamente todas as informações contidas neste Prospecto. Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos efetivamente ocorra, os negócios, situação financeira, ou resultados operacionais da Emissora poderão ser afetados de forma adversa.

Riscos Associados ao País

O Governo Federal intervém freqüentemente na economia e ocasionalmente adota mudanças drásticas em sua política. As condições econômicas e políticas influem diretamente nos negócios da Emissora e podem afetar negativamente sua performance financeira e seus negócios.

As ações do Governo Federal para controlar a inflação têm envolvido controle de salários e preços, desvalorização cambial, controle sobre remessas de capital e limites à importação, entre outros.

No momento, o Brasil está no terceiro ano consecutivo buscando cumprir as metas fiscais estabelecidas no acordo celebrado com o Fundo Monetário Internacional - FMI, relativamente ao período 1999/2001, e o Governo Federal tem demonstrado intenção de manter o Brasil na busca do atendimento de referidas metas. Não é possível determinar se o Brasil terá condições de cumprir as metas estabelecidas com o FMI, se o Governo Federal adotar medidas adicionais que possibilitem tal cumprimento, e, em qualquer caso, como e em que proporções a Emissora seria afetada.

Os negócios, as condições financeiras e os resultados operacionais da Emissora podem ser adversamente afetados por mudanças na política envolvendo flutuações da moeda, inflação, indexação da economia, instabilidade de preços, taxas de juros, política fiscal e outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetem o Brasil.

A inflação e algumas medidas governamentais destinadas a combatê-la geraram no passado, e poderão gerar no futuro, significativos efeitos sobre a economia do país, afetando os resultados da Emissora.

O Plano Real, introduzido em 1994, resultou na redução sustentada do nível de inflação no país até o fim de 1998. Entretanto, a crise nos mercados internacionais acabou por levar o Governo Federal a promover, no início de 1999, uma mudança na política cambial vigente desde a introdução do Plano Real, o que acarretou forte desvalorização da moeda brasileira e trouxe novas incertezas quanto à manutenção dos baixos níveis de inflação verificados desde a adoção do Plano Real. Nos primeiros nove meses de 2001, a inflação acumulada pelos principais índices de preços revelou-se superior às expectativas para o período. Um aumento nas despesas operacionais da Emissora, por conta de efeitos inflacionários, quando não acompanhado de um reajuste correspondente das tarifas, pode afetar negativamente seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais. Particularmente, o desempenho e resultados futuros da Emissora podem ser afetados de forma adversa caso o Governo Federal, com o objetivo de controlar a inflação, adote uma política de reajustes de tarifas que não reflitam integralmente os aumentos de custos da Emissora.

Uma desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e a elevação das taxas de juros locais e internacionais poderão ter um efeito adverso sobre o endividamento e outras obrigações da Emissora.

O cenário econômico internacional atual é desfavorável, e uma eventual redução do volume de investimentos estrangeiros no Brasil poderá acarretar na desvalorização do real frente ao dólar norte-americano, além de impactar o balanço de pagamentos de 2001, o que poderá forçar o Governo Federal a ter maior necessidade de captações de recursos, tanto no mercado doméstico, quanto no mercado internacional, a taxas de juros mais elevadas.

A possível recessão econômica global, em virtude dos ataques terroristas aos Estados Unidos da América e a crise da Argentina, podem ter reflexos sobre a classificação de risco do Brasil, o que também poderá elevar o custo dos títulos que o Governo Federal pretenda colocar no mercado para equilibrar suas contas. Além disso, esses fatores podem trazer impactos negativos sobre a economia brasileira, afetando, da mesma forma, a taxa de juros. Além de todos esses fatores, há ainda a instabilidade política e institucional do Brasil e a iminente realização de eleições presidenciais no segundo semestre de 2002, que podem contribuir para gerar incerteza e intranquilidade nos investidores locais e internacionais, contribuindo para a elevação das taxas de juros, elevando o custo de captação ou obtenção de recursos por empresas brasileiras e a desvalorização do real frente ao dólar norte-americano.

Substancialmente, a totalidade das receitas da Emissora é denominada em reais. A Emissora possui dívidas e outros passivos denominados em moeda estrangeira. Com isso, os resultados das operações da Emissora poderão ser prejudicados por qualquer desvalorização futura do real frente do dólar norte-americano. A Emissora possuía, em 30 de setembro de 2001, dívidas em moeda estrangeira no valor total de R\$1.617 milhões (US\$605 milhões). Qualquer desvalorização significativa do real poderá produzir perdas cambiais em relação à dívida denominada em moedas estrangeiras da Emissora. Para maiores informações, vide Capítulo X - "Hedge".

Ademais, o risco de desvalorização do real frente ao dólar norte-americano recai sobre a energia adquirida de Itaipu, o que representou um total de aproximadamente R\$815 milhões, correspondendo a 88% do total do custo de energia adquirida pela Emissora nos primeiro trimestre de 2001.

A Emissora é obrigada a comprar uma quantidade de energia elétrica de Itaipu determinada pela Lei nº 5.899/73 e regulamentações posteriores do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica ("DNAEE"), hoje ANEEL. O faturamento desta energia é calculado com base na capacidade instalada colocada à disposição da Emissora, no percentual de 16% do total de potência disponibilizada, sobre a qual é aplicada uma tarifa que leva em consideração a variação da cotação do dólar comercial até o dia do pagamento. Para maiores informações, vide Capítulo X - "Itaipu".

Riscos Associados ao Setor

O desempenho operacional de empresas do setor de energia elétrica, como a Emissora, assim como seus resultados financeiros, podem ser negativamente afetados por fatores externos, alheios ao controle da administração da Emissora. A seguir, são discutidos os principais fatores de risco do setor elétrico no Brasil.

O racionamento de energia imposto pelo Governo Federal poderá limitar a capacidade de prestação de serviço de energia elétrica a consumidores e pode causar uma diminuição na receita líquida da Emissora.

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001 resultou na queda do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Essa escassez de água tem sido particularmente grave na região sudeste do Brasil, onde a Área de Concessão e as usinas de geração da Emissora estão localizadas.

O Governo Federal anunciou recentemente diversas medidas em resposta a tais condições. Primeiramente, o Presidente da República editou a Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, substituída pela Medida Provisória nº 2.198, de 22 de maio de 2001, criando a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) para tratar da crise de energia. Em 16 de maio de 2001, a CGCE decidiu exigir que certos distribuidores de eletricidade, incluindo a Emissora, 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 da República editou o Decreto nº 3.818, de 15 de maio de 2001, exigindo 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 1 de junho de 2001. Essas medidas exigem que a maioria dos consumidores residenciais reduza o consumo de energia em um quinto do consumo médio de maio, junho e julho de 2000. Os consumidores industriais e comerciais também deverão reduzir o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Essas medidas prevêem a imposição de cortes de energia e sobretaxas a consumidores que deixarem de reduzir o consumo conforme os valores especificados. Tendo em vista a perspectiva da instauração, pelos consumidores, de diversos processos contra as medidas de racionamento do Governo Federal, ainda não se tem conhecimento se as medidas que afetam os consumidores continuarão a ser implementadas como planejado. Além disso, ainda não se tem conhecimento se o Governo Federal editará restrições adicionais ou mais severas para a provisão ou consumo de eletricidade no futuro.

A diminuição do consumo de energia elétrica, em virtude do racionamento e das restrições impostas pelo Governo Federal sobre a capacidade de distribuição de energia da Emissora, poderá resultar na diminuição material do faturamento bruto e do lucro líquido da Emissora, prejudicando sua condição financeira e seus resultados operacionais. Para maiores informações, vide Capítulo X - "Efeitos do Racionamento".

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 nos mercados de energia elétrica.

Em um setor que outrora era dominado por empresas estatais de energia elétrica que mantinham poder de fixação de preços, a ANEEL adotou políticas e regulamentos destinados a estimular a privatização das empresas do setor, permitir a fixação de preços pelo mercado, separar verticalmente companhias de geração, transmissão e distribuição, e viabilizar a concorrência nos mercados regionais e locais de distribuição onde concessionárias, no passado, operavam em bases de exclusividade nas áreas de concessão.

A ANEEL pretende implementar uma série de iniciativas regulatórias entre 2001 e 2005. Durante esse período de desregulamentação progressiva de preços no mercado de distribuição brasileiro (consumidor final no varejo), os distribuidores de eletricidade no varejo serão capazes de concorrer com a Emissora em seus mercados de distribuição existentes. Fórmulas de retorno de 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 elétrica para companhias de geração que precisem atender necessidades de comprar ou vender produção excedente a tarifas determinadas pelo mercado.

Além das profundas mudanças ocorridas no passado recente e das futuras alterações e modificações já anunciadas pela ANEEL como parte da remodelagem do Setor Elétrico Brasileiro que se iniciou com o processo de privatização do setor, a recente crise energética trouxe um elemento adicional de instabilidade e incerteza sobre a futura regulamentação e estrutura do setor. Atualmente, o Governo Federal, a ANEEL e as empresas geradoras, transmissoras, distribuidoras e consumidores de energia elétrica estão discutindo medidas e alternativas relacionadas à crise de energia que poderão resultar em substancial modificação na regulamentação vigente, inclusive com relação à atual estrutura tarifária.

Na presente data, a Emissora não é capaz de estimar o possível impacto que essas alterações cumulativas poderiam ter sobre sua situação financeira, resultados operacionais futuros e perspectivas comerciais.

As tarifas cobradas pela Emissora, para a venda de energia elétrica são fixadas pela ANEEL e não há garantias de que a Emissora será capaz de obter os aumentos necessários de tarifa no futuro. Eventuais alterações na estrutura tarifária poderão prejudicar os resultados operacionais da Emissora.

A Emissora está sujeita a uma extensa regulamentação sobre suas tarifas. As tarifas cobradas pela Emissora, pela venda de energia elétrica aos consumidores finais e as tarifas pagas pela Emissora, pela compra de eletricidade em razão dos contratos bilaterais de fornecimento de energia elétrica (os “Contratos Iniciais”), são atualmente fixadas pela ANEEL, o órgão regulador do Governo Federal para o setor de energia elétrica. No passado, o Governo Federal restringiu a frequência e o volume de aumento das tarifas e, por vezes, fixou as taxas cobradas pelas companhias de serviços públicos (incluindo a Emissora) em patamares desfavoráveis a fim de controlar a inflação, dentre outras razões. Por vezes e freqüentemente nos últimos anos, as margens operacionais da Emissora foram prejudicadas pela imposição e manutenção destas baixas taxas.

Não se pode garantir que a Emissora será capaz de obter os aumentos necessários de tarifa no futuro, nem que quaisquer aumentos atualmente recebidos serão suficientes para que a Emissora opere com lucro. Além disso, se o Governo Federal realizar alterações adicionais na estrutura de fixação tarifária, dificultando ainda mais a obtenção de aumentos necessários nas tarifas, os resultados operacionais da Emissora poderão ser prejudicados. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Tarifas”.

Os preços de energia no MAE são voláteis e podem chegar a níveis que impeçam o seu repasse integral para as tarifas cobradas dos consumidores, afetando negativamente a capacidade financeira da Emissora.

A Emissora pode recorrer ao Mercado Atacadista de Energia (“MAE”) para adquirir a energia não contratada que seja necessária para atender à demanda de seus consumidores. Os preços de energia no MAE são voláteis, dependendo das condições de mercado no momento da aquisição, e podem chegar a níveis que impeçam o seu repasse integral para as tarifas cobradas dos consumidores. Essa situação pode afetar negativamente a capacidade financeira da Emissora, acarretando reduções em suas margens operacionais.

Ademais, em razão da atual crise energética, o MAE está em processo de reestruturação tanto gerencial como administrativa. A Emissora não tem como avaliar, nesse momento, os possíveis efeitos que esta reestruturação do MAE poderia ter sobre suas operações.

O Setor Elétrico Brasileiro está passando por extensa reestruturação regulatória, em consequência da qual os negócios de geração, transmissão e distribuição de eletricidade da Emissora estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência.

Em consequência da nova legislação do setor de eletricidade, há possibilidade de que outros distribuidores ou PIEs ofereçam eletricidade a alguns dos clientes atuais da Emissora a preços menores do que aqueles praticados pela Emissora. Ademais, a Lei de Concessões, recentemente aprovada, exige que as empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de taxa (cuja metodologia disciplinadora deverá ainda ser definida pelo Governo Federal) e possibilita a certos clientes de eletricidade de grande porte firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Em consequência, os grandes consumidores de eletricidade dispõem atualmente de várias alternativas de distribuição.

A Emissora acredita ser muito cedo para determinar o possível efeito desse aumento em potencial, de concorrência sobre os resultados de suas operações. Contudo, o aumento da concorrência, inclusive a perda de clientes de grande porte, poderia prejudicar a situação financeira da Emissora e os resultados de suas operações. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Concorrência”.

Riscos Associados à Emissora

Na qualidade de acionista controlador, o Governo Estadual de Minas Gerais exerce substancial influência sobre a administração e orientação dos negócios da Emissora. Além disso, o Governo Estadual de Minas Gerais possui divergências com o Governo Federal. Não é possível analisar quais os impactos e efeitos que essas situações poderão causar na Emissora e em suas operações.

A Emissora é controlada pelo Governo Estadual de Minas Gerais, que detém 51% das ações ordinárias em circulação e o direito à maioria dos votos nas deliberações das Assembléias Gerais de Acionistas da Emissora, podendo:

- eleger os 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.

As operações da Emissora tiveram e continuarão a ter impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial de Minas Gerais e sobre as condições sociais do estado. O Governo Estadual de Minas Gerais orientou, no passado, a Emissora a dedicar-se a certas atividades e a efetuar certos dispêndios destinados principalmente à promoção das metas sociais, políticas ou econômicas do Governo Estadual de Minas Gerais, não necessariamente visando a lucratividade.

O atual Governo Estadual de Minas Gerais faz oposição política ao Governo Federal e o Governador Itamar Franco tem assumido sua intenção de concorrer à Presidência da República em 2002. Assim, não se pode garantir que estas divergências políticas não venham impactar de forma adversa os resultados e operações da Emissora.

Na qualidade de acionista controlador, o Governo Estadual de Minas Gerais exerce substancial influência sobre a administração e orientação dos negócios da Emissora. No segundo semestre de 2002, serão realizadas eleições gerais no Brasil, incluindo para governadores dos Estados. Não é possível analisar neste momento quais os impactos e efeitos que poderão ser causados na Emissora e em suas operações, como resultado de uma mudança no Governo Estadual de Minas Gerais a partir de janeiro de 2003, quando o novo governo for empossado.

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

Em função da compra, em 1997, de 32,96% das ações ordinárias da Emissora pela Southern, uma joint venture controlada por uma companhia do grupo norte-americano AES Corporation, a Southern e o Governo Estadual de Minas Gerais celebraram um acordo de acionistas que concedeu à Southern controle sobre certas decisões societárias importantes. Em 1999, o Governo Estadual de Minas Gerais ajuizou ação pleiteando anular o acordo de acionistas com fundamento em princípios constitucionais. Depois de várias sentenças e apelações, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais recentemente proferiu decisão segundo a qual o acordo de acionistas é nulo. Entretanto, a Southern tem o direito de apelar desta sentença e por isso o controle efetivo da Emissora permanece sujeito à contestação em juízo. Ademais, a Southern pode contestar retroativamente a legitimidade de certas decisões tomadas pelo Conselho de Administração da Emissora durante a pendência desses processos.

Nos termos da Lei nº 10.303, de 31 de outubro de 2001, a Emissora está sujeita à falência.

Anteriormente à promulgação da Lei nº 10.303, de 31 de outubro de 2001, a Emissora, na qualidade de sociedade de economia mista, não estava sujeita à falência (apesar de seus bens serem penhoráveis e estarem sujeitos à execução) e o Estado de Minas Gerais, na qualidade de controlador da Emissora, era subsidiariamente responsável pelas obrigações da Emissora.

Porém, com a revogação do artigo 242 da Lei nº 6.404/76 pela Lei nº 10.303/01, a Emissora passará a estar sujeita à falência e o Estado de Minas Gerais deixará de ser subsidiariamente responsável pelas suas obrigações.

Nem todos os bens e ativos da Emissora poderão ser objeto de execução para satisfazer as obrigações relativas às Debêntures.

Na qualidade de concessionária de serviços públicos, todos os bens da Emissora essenciais à prestação de serviços públicos pela Emissora e vinculados às concessões detidas pela Emissora, devem ser revertidos ao poder concedente ao final dos contratos de concessão e não estão sujeitos à penhora ou execução judicial. Dessa forma, na hipótese de inadimplemento da Emissora das obrigações relativas às Debêntures, nem todos os seus bens e ativos poderão ser objeto de execução para satisfazer as obrigações relativas às Debêntures. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Contratos de Concessão”.

O Governo Estadual de Minas Gerais não efetuou alguns pagamentos previstos no contrato relativo à Conta CRC da Emissora, e caso a Emissora não receba os pagamentos devidos ou caso a dívida seja renegociada em bases desfavoráveis à Emissora, seus resultados e sua condição financeira serão adversamente afetados.

Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil tinham como garantir uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade a consumidores, pois as tarifas cobradas dos consumidores eram iguais em todo o país e os lucros das concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras concessionárias menos rentáveis. Dessa forma, a taxa de retorno de todas as empresas seria igual à média nacional.

O déficit apresentado pela maioria das concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil foi contabilizado nas Contas CRC de cada companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, as concessionárias com saldo positivo tiveram a permissão para compensar tais saldos contra seus débitos com o Governo Federal. Após a realização da compensação das contas a pagar e dívidas qualificadas com o Governo Federal contra o saldo de sua Conta CRC, a Emissora, em maio de 1995, celebrou um contrato visando transferir o saldo restante de sua Conta CRC ao Governo Estadual de Minas Gerais contra um pagamento parcelado acrescido de juros a ser recebido do Governo Estadual de Minas Gerais. Como garantia adicional de sua dívida, o Governo Estadual de Minas Gerais cedeu à Emissora parcela dos recursos que a Constituição Federal exige que o Governo Federal transfira aos governos estaduais. A dívida do Governo Estadual de Minas Gerais com a Emissora correspondia a um saldo de R\$1.425.169.367,90, em 30 de setembro de 2001. O contrato referente a essa cessão, denominado Contrato de Cessão da CRC, exige que o Governo Estadual de Minas Gerais efetue pagamentos mensais à Emissora ao longo de vinte anos, com um período de carência inicial de três anos em relação ao pagamento 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, acrescidos de reajuste de acordo com o IGP-DI/FGV. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995 e os juros não pagos durante o período de carência de três anos foram capitalizados. Do saldo devedor desse contrato, R\$336.985.570,44, são relacionados a 28 prestações vencidas de juros e correção monetária que não foram pagas pelo Governo Estadual de Minas Gerais em relação aos períodos de abril a dezembro de 1999 e de março de 2000 a setembro de 2001.

Além disso, como o Governo Estadual de Minas Gerais controla a Emissora, não há garantias que qualquer renegociação do Contrato de Cessão da CRC será conduzida em bases equânimes.

Caso a Emissora não receba os pagamentos devidos ou caso a dívida seja renegociada em bases desfavoráveis à Emissora, os resultados e a condição financeira da Emissora serão adversamente afetados. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Contrato CRC”.

Nos termos dos Contratos de Concessão da Emissora, sua reorganização deveria ter ocorrido até 31 de dezembro de 2000, o que obrigou a Emissora a pagar uma multa à ANEEL. Caso a reestruturação não seja completada e a Emissora continue inadimplente, a Emissora poderá sofrer a imposição de outras penalidades pela ANEEL.

Historicamente, a Emissora é uma concessionária de energia elétrica verticalmente integrada, combinando operações de geração, transmissão e distribuição numa única empresa operacional. Porém, os contratos de concessão assinados em 1997 com o DNAEE, antecessor da ANEEL, exigem que a Emissora, assim como outras companhias de energia elétrica verticalmente integradas do Brasil, separem suas operações de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais separadas. A Emissora pretende constituir essas três unidades formando três subsidiárias integrais que conduzirão as operações anteriormente integradas. Nos termos da nova legislação, cada unidade operacional será obrigada a operar independentemente e com a observância de regulamentos sobre tarifas, serviços, rede e demais normas aplicáveis a seu respectivo negócio. Tendo em vista a sua natureza de economia mista, a Emissora e o Governo Estadual de Minas Gerais entendem ser necessária uma legislação estadual específica, além da aprovação dos acionistas, para que as novas subsidiárias possam ser constituídas. Mediante a promulgação da nova legislação e a aprovação dos acionistas, a Emissora atualmente prevê que a reestruturação de suas operações estará substancialmente completa até o final do ano de 2001.

A Emissora não pode prever o efeito dessa reorganização sobre seus negócios ou estimar o impacto da reestruturação sobre sua situação financeira e resultados operacionais.

Os Contratos de Concessão estabelecem que a reestruturação deveria ter sido completada até 31 de dezembro de 2000. Como este prazo não foi cumprido, a Emissora atualmente está inadimplente com relação a esta obrigação.

Em razão deste atraso, no início deste ano a ANEEL impôs uma multa de R\$ 3,7 milhões contra a Emissora por não cumprir com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. A Emissora contestou a imposição desta multa e obteve seu cancelamento pela ANEEL, frente à obrigação de implementar a reestruturação até 19 de setembro de 2002. Os Contratos de Concessão serão alterados para refletir esse acerto entre a Emissora e a ANEEL. Caso a reestruturação não seja completada e a Emissora continue inadimplente os termos dos Contratos de Concessão, a Emissora poderá sofrer a imposição de outras penalidades pela ANEEL, incluindo, em caso extremo, a cassação dos Contratos de Concessão. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Estrutura Organizacional e Desverticalização”.

Não há como garantir se, e em que bases, as Concessões atuais da Emissora serão renovadas.

A Emissora conduz suas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com Contratos de Concessões celebrados com o Governo Federal. A Constituição Federal 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 a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (em conjunto com suas posteriores alterações, a “Lei de Concessões”), que rege os procedimentos de licitação. 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 efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha atendido aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja aceitável ao Governo Federal. Com relação à implementação da Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão detida pela Emissora em relação à uma usina geradora, uma vez que a Emissora não tinha dado início à sua construção dentro do prazo previsto no contrato de concessão.

Devido ao grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal pela Lei de Concessões no que diz respeito à renovação de concessões existentes e dada a ausência de precedentes quanto ao exercício pelo Governo Federal de seu poder discricionário, interpretação e aplicação da Lei de Concessões, não há como garantir que concessões adicionais não serão perdidas ou que as concessões atuais não serão renovadas em termos que venham a ser menos favoráveis do que aqueles atualmente em vigor. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Concessões”.

A não conclusão ou o atraso no programa de investimentos da Emissora poderá afetar adversamente seus negócios, operações e resultados futuros.

A Emissora planeja investir aproximadamente R\$ 3,9 bilhões durante o quinquênio de 2001 a 2005 na construção de novas instalações de energia, incluindo novas usinas, bem como no acondicionamento e manutenção de usinas de energia e sistemas de transmissão e distribuição existentes. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Geração - Projetos Relativos à Geração”; “Transmissão - Ampliação da Capacidade de Transmissão”; “Distribuição - Projetos Relativos à Distribuição” e “Ampliação da Capacidade de Distribuição”. A capacidade da Emissora para concluir esse programa de investimentos depende de uma série de fatores, inclusive, sua capacidade de cobrar tarifas adequadas por seus serviços, o acesso aos mercados de capitais doméstico e internacional e outras contingências operacionais.

No desenvolvimento e implementação de seu Programa de Investimentos, a Emissora estará sujeita a diversos riscos, incluindo:

- a Emissora poderá experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- a Emissora poderá defrontar-se com problemas legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- as instalações novas ou modificadas da Emissora poderão não operar com a capacidade designada ou seu custo de operação poderá ser maior do que o esperado;
- a Emissora pode não conseguir vender a eletricidade adicional a preços atraentes; e
- a Emissora pode não conseguir obter o capital necessário para financiar esses projetos.

Ademais, os planos de expansão da capacidade de geração e transmissão da Emissora estão sujeitos ao regime licitatório regido pela Lei de Concessões. A presente emissão de Debêntures representa apenas uma parte dos recursos necessários à conclusão deste plano de investimentos e a Emissora não pode garantir que terá os recursos financeiros necessários para concluir esse programa. Caso este programa de investimentos não seja satisfatoriamente concluído no prazo planejado, os negócios, operações e resultados futuros da Emissora serão adversamente afetados. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Investimentos”.

A Emissora necessitará de recursos em reais e em dólares norte-americanos para efetuar o pagamento e o refinanciamento de suas obrigações.

Em 30 de setembro de 2001, a Emissora tinha uma dívida total de R\$2.148 milhões, sendo R\$779 milhões vencíveis no curto prazo. Deste total, R\$1.617 milhões correspondem a dívidas em dólares norte-americanos contratadas no exterior, das quais R\$661 milhões vencíveis no curto prazo. A Emissora necessitará de recursos em reais e em dólares norte-americanos para efetuar o pagamento e o refinanciamento dessas obrigações e para dar continuidade ao seu Programa de Investimentos. Não é possível neste momento assegurar que a Emissora obterá esses recursos nos prazos e volumes necessários ou que esses recursos poderão ser captados a custos competitivos para a Emissora. Caso a Emissora opte pela liquidação de suas obrigações e não pelo não refinanciamento, seu Programa de Investimentos poderá sofrer atrasos significativos prejudicando as perspectivas futuras da Emissora. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Contratos Financeiros” e Capítulo XIII - “Eurobônus”.

Um número relativamente pequeno de consumidores responde por parcela desproporcional das receitas da Emissora, e a não renovação dos contratos com esses consumidores ou uma queda no consumo poderá prejudicar os resultados operacionais da Emissora.

A maior parte da energia vendida pela Emissora é comprada por grandes consumidores industriais. Os consumidores industriais são dedicados à siderurgia, metais não ferrosos, ferroligas, mineração, cimento e indústrias automotivas. Para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, os dez maiores consumidores industriais da Emissora responderam por aproximadamente 9,87% e 11%, respectivamente, das receitas, e aproximadamente 19,36% e 20%, respectivamente, do volume total de eletricidade vendida pela Emissora. Os consumidores industriais, no total, responderam no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, por aproximadamente 60% e 52%, respectivamente, do volume total de vendas de energia elétrica e 38% das receitas em cada período.

A Emissora mantém contratos de longo prazo com substancialmente todos os seus principais consumidores. Qualquer perturbação no relacionamento existente com consumidores poderia prejudicar de maneira relevante seus resultados operacionais. Por exemplo, quando esses contratos firmados com consumidores expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil poderá permitir que os consumidores contratem outras concessionárias de energia elétrica fora de Minas Gerais. Além disso, uma baixa de produção do setor manufatureiro poderia reduzir as demandas de energia de alguns dos maiores consumidores industriais da Emissora, o que poderia prejudicar de maneira relevante seus resultados operacionais. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Clientes e Comercialização”.

A Emissora está sujeita a regras e limites para contingenciamento de crédito do setor público e a restrições para captações externas, o que poderá dificultar a obtenção de financiamentos.

Como uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado de Minas Gerais, a Emissora está sujeita às regras e limites para contingenciamento de crédito ao setor público editadas pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central do Brasil. Essas regras estabelecem determinados parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a entidades do setor público, incluindo com relação à condição financeira dos controladores de sociedades de economia mista. Dessa forma, caso a Emissora ou o Estado de Minas Gerais, na qualidade de seu controlador, não atendam a esses parâmetros e condições, a Emissora poderá ter dificuldades para obter financiamentos junto a instituições integrantes do Sistema Financeiro Nacional, o que poderá dificultar a implementação do plano de investimentos da Emissora ou o refinanciamento de suas obrigações. A legislação brasileira estabelece que uma empresa estatal, de modo geral, somente poderá utilizar os recursos de operações de crédito externo (empréstimos em moeda estrangeira) para refinar obrigações financeiras em aberto, desde que, até que assim utilizados, os respectivos recursos sejam depositados conforme determinação do Banco Central do Brasil. A exigência de depósito não se aplica no caso de financiamento de importações e operações de financiamento que envolvam organizações multilaterais, tais como o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, o Banco Mundial, e o Banco Interamericano de Desenvolvimento. Em decorrência dessas regulamentações, a capacidade de contrair dívida em moeda estrangeira da Emissora é limitada. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Investimentos”.

O não atendimento do padrão de serviços estabelecido pela ANEEL poderá sujeitar a Emissora a penalidades.

Os Contratos de Concessão determinam os indicadores técnicos relativos a padrões de serviços e atendimento - tais como o TMA, DEC e FEC - que devem ser observados pela Emissora, objeto de constante aperfeiçoamento, nos períodos de adaptação, transição e finalmente aplicação desses indicadores. A ANEEL, por meio da Resolução nº 24 de 27 de janeiro de 2000, estabeleceu novos valores de indicadores, que serão constituídos com base no período compreendido entre 2000 e 2001, em conjunto com a Emissora. Caso a Emissora não atenda aos padrões estabelecidos, estará sujeita a penalidades que vão desde advertência ou multa pecuniária até caducidade dos contratos de concessão, nos casos de reincidência continuada no descumprimento dos indicadores. Ademais, o completo atendimento desses padrões de serviços é requisito essencial para a renovação das concessões nos termos da Lei de Concessões. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Desempenho do Sistema”.

Imposições dos órgãos ambientais poderão obrigar a Emissora a despender recursos adicionais em questões ambientais.

As instalações da Emissora estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento, atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Os órgãos governamentais pertinentes poderão impor leis ou regulamentos adicionais, aplicar uma interpretação mais rigorosa aos já existentes ou fazer exigências ambientais adicionais com relação às operações da Emissora, obrigando a Emissora a despender recursos adicionais em questões ambientais. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Questões Ambientais”.

A cobertura de seguro contratada poderá ser insuficiente para cobrir perdas que venham a ser incorridas pela Emissora.

A Emissora mantém apenas seguro de responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como, falhas de equipamentos. Entretanto, as usinas e instalações da Emissora não se encontram, de modo geral, cobertas por seguro contra incêndios e catástrofes, tais como terremotos e inundações. Ademais, as conseqüentes perdas e danos sofridos pelos consumidores da Emissora decorrentes de uma interrupção no fornecimento de energia não estão, em geral, cobertos pelo seguro contratado pela Emissora e poderão ser sujeitas a reivindicações significativas em relação a tais perdas e danos. A ocorrência de perdas ou demais responsabilidades que não estejam cobertas por seguro ou que excedam os limites de seguro da Emissora poderão acarretar significativos custos adicionais não previstos. Para maiores informações, vide Capítulo X - “Seguros”.

A Emissora é parte em diversos processos administrativos e judiciais que, caso decididos contrariamente à Emissora, podem ter um impacto negativo em seus resultados e condição financeira.

Atualmente, a Emissora é parte em processos administrativos e judiciais, de natureza cível, ambiental, trabalhista e fiscal, decorrentes do curso regular de seus negócios totalizando R\$1.082 milhões, conforme as estimativas da Administração da Emissora. Em 30 de setembro de 2001, as provisões da Emissora para tais contingências totalizavam cerca de R\$280 milhões. Caso o valor total dessas provisões não seja suficiente para fazer frente às contingências que se tornem exigíveis, os resultados da Emissora podem ser adversamente afetados. Para maiores informações, vide Capítulo X - "Litígios".

Litígios Trabalhistas

A Emissora é parte atualmente em grande quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por seus funcionários que se referem, de forma geral, a hora extra e adicional de periculosidade devido a funcionários que exercem atividades perigosas. Em 30 de setembro de 2001, esses funcionários buscavam, no total, aproximadamente R\$61,4 milhões em indenização, e, na mesma data, a Emissora possuía uma obrigação total de R\$49,1 milhões relacionados a referidas reclamações. Caso a Emissora não tenha sucesso em suas defesas nessas reclamações, seus resultados podem ser adversamente afetados.

Litígios Forluz

A Emissora também é ré em uma ação instaurada pelo Sindieleto, o sindicato trabalhista de seus funcionários, que afirma que a Emissora deixou de realizar aumentos obrigatórios em contribuições aos fundos de pensão de seus funcionários (Forluz). Em 30 de setembro de 2001, o Sindieleto exigia R\$514 milhões. A Emissora não provisionou qualquer valor em relação a esta reclamação. Caso a Emissora não tenha sucesso em suas defesas nessas reclamações, seus resultados podem ser adversamente afetados.

Litígios Fiscais

A Emissora é parte também em diversas ações de natureza tributária. Essas ações são relacionadas a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos impostos federais, contribuições sociais e outras reclamações contra a Emissora consideradas normais ao curso das operações. O valor atualizado em 30 de setembro de 2001 dessas ações tributárias era de R\$248 milhões. Caso a Emissora não tenha sucesso em suas defesas nessas reclamações, seus resultados podem ser adversamente afetados.

Contribuição Social

A Emissora vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Emissora estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R\$109 milhões.

COFINS

A Emissora está questionando o pagamento da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS em 1992. Devido a uma sentença judicial desfavorável, a Emissora pagou ao Governo Federal, em 30 de julho de 1999, o montante de R\$240 milhões.

Não obstante este pagamento, o Governo Federal alega que a Emissora ainda deve R\$103 milhões referentes a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Emissora está contestando esta pretensão do Governo Federal, e caso a Emissora não tenha sucesso em sua defesa, seus resultados podem ser adversamente afetados.

Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou três processos administrativos contra a Emissora no valor total de R\$161.269.140,22. O principal processo impetrado contra a Emissora refere-se a uma eventual dívida da Emissora no valor de R\$154 milhões ao Governo Federal em decorrência de um erro no cálculo de créditos de Conta de Resultado a Compensar que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal.

Riscos Associados às Debêntures

Regime de Colocação das Debêntures

De acordo com os termos do Contrato de Colocação, uma parcela do valor total da presente emissão de Debêntures, correspondente a R\$125.000.000,00 (cento e vinte e cinco milhões de reais), será distribuída em regime de melhores esforços. Dessa forma, não há garantia de que a totalidade das Debêntures será efetivamente colocada e que o montante total captado pela Emissora atinja os R\$625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais). Caso o volume máximo da emissão não seja atingido, a Emissora deverá obter recursos adicionais para completar seu plano de investimento, incluindo os investimentos descritos no Capítulo VI - "Destinação dos Recursos" deste Prospecto ou reduzir seus planos de investimento, o que poderá afetar de modo adverso suas operações e resultados futuros.

VI.
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos obtidos com a 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 para os anos de 2001 e 2002 descrito na tabela abaixo, de acordo com o qual a Emissora deverá investir R\$ 955,4 milhões.

Nos termos da Escritura, a Emissora obrigou-se a 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”) e a trimestralmente encaminhar ao Agente Fiduciário o 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 de acordo programa de obras de geração e transmissão da Emissora.

A Emissora pretende utilizar os recursos da emissão no financiamento parcial dos projetos mencionados na tabela abaixo conforme as necessidades de investimento e o desenvolvimento de cada projeto. A Emissora não está obrigada a direcionar quantias específicas para projetos específicos e poderá realocar os recursos obtidos com a emissão das Debêntures da forma mais eficiente entre os projetos mencionados abaixo ou em outros projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que venham a ser desenvolvidos pela Emissora no futuro.

A tabela a seguir demonstra os principais projetos nos quais os recursos obtidos com a emissão das Debêntures serão aplicados, incluindo os valores já investidos pela Emissora nestes projetos até dezembro de 2000 e durante o ano de 2001 até o mês de outubro. Os recursos complementares às Debêntures para atender às necessidades de investimento da Emissora serão obtidos com a geração de recursos pela própria Emissora e por meio de financiamentos já contratados e em negociação juntos a fornecedores, bancos comerciais e junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, além de parcerias com empresas do setor privado.

Conforme demonstrado abaixo, do total dos recursos captados com a emissão das Debêntures, R\$ 159,9 milhões serão destinados para reembolso à Emissora dos gastos incorridos com os vários projetos durante o período compreendido entre janeiro e outubro de 2001. Os valores referentes a estes gastos foram apurados de acordo com os lançamentos contábeis da Emissora que obedecem às regras estabelecidas no Plano de Contas da ANEEL.

INVESTIMENTOS CEMIG

(Valores em R\$ mil)

Descrição	Custo	Investimentos 2001 e 2002								
		Realizado Até dez/2000	Realizado 2001 até outubro	A realizar de nov/2001 até 2002	Debêntures			CEMIG/ Outros	Total	Outros anos
					Reembolso do realizado jan/out/2001	A realizar nov/2001 a dez/2002	Total			
A - Projetos Definidos										
Geração	1.083.607	102.580	127.078	348.122	126.718	297.878	424.596	50.604	475.200	505.827
UHE Aimorés	205.865	8.168	22.715	95.885	22.715	85.211	107.926	10.674	118.600	79.097
UHE Funil	101.229	11.446	31.758	48.442	31.758	32.402	64.160	16.040	80.200	9.583
AHE Porto Estrela	40.481	30.668	8.000	-	8.000	-	8.000	-	8.000	1.813
AHE Queimado	118.013	15.486	45.278	48.322	45.278	48.322	93.600	-	93.600	8.927
AHE Irapé	536.000	12.973	2.854	124.546	2.854	118.176	121.030	6.370	127.400	395.627
AHE Capim Branco	19.257	10.849	471	3.729	471	3.729	4.200	-	4.200	4.208
UTE Barreiro	22.008	108	132	21.768	132	4.248	4.380	17.520	21.900	-
Usinas Existentes	40.754	12.882	15.510	5.790	15.510	5.790	21.300	-	21.300	6.572
Transmissão/Distribuição	235.961	35.736	33.265	149.035	33.265	54.979	88.244	94.056	182.300	17.925
SE Itajubá	65.486	469	14.078	34.522	14.078	502	14.580	34.020	48.600	16.417
SE Vespasiano	64.700	-	450	64.250	450	7.961	8.411	56.289	64.700	-
Subtransmissão Exp. e Reforço	105.775	35.267	18.737	50.263	18.737	46.516	65.253	3.747	69.000	1.508
Total (a)	1.319.568	138.316	159.983	497.517	159.983	352.857	512.840	144.660	657.500	523.752
B - Projetos Complementares										
UHE Pai Joaquim	16.500	-	-	16.500	-	16.500	16.500	-	16.500	-
UTE Sul Minas	131.900	-	-	131.900	-	79.140	79.140	52.760	131.900	-
UTE Ouro Preto	38.000	-	-	38.000	-	7.600	7.600	30.400	38.000	-
UTE Ipatinga II	44.600	-	-	44.600	-	8.920	8.920	35.680	44.600	-
Usinas Existentes	31.800	-	-	31.800	-	-	-	31.800	31.800	-
Subtransmissão Exp. e Reforço	35.100	-	-	35.100	-	-	-	35.100	35.100	-
Total (B)	297.900	-	-	297.900	-	112.160	112.160	185.740	297.900	-
Total Geral (A) + (B)	1.617.468	138.316	159.983	795.417	159.983	465.017	625.000	330.400	955.400	523.752

VII.

CAPITALIZAÇÃO DA EMISSORA

A tabela abaixo demonstra a dívida de curto e de longo prazo, bem como o patrimônio líquido da Emissora, em 30 de setembro de 2001.

Capitalização (Controladora)	<u>R\$ mil</u>
Dívidas de Curto Prazo	
Moeda Nacional	70.441
Moeda Estrangeira	660.887
Encargos	47.819
Forluz(*)	144.945
Total de Dívidas de Curto Prazo	924.092
Dívidas de Longo Prazo	
Moeda Nacional	413.647
Moeda Estrangeira	955.519
Forluz(*)	1.707.923
Total de Dívidas de Longo Prazo	3.077.089
Total de Dívidas	4.001.181
Disponibilidades	484.564
Dívida Líquida	3.516.617
Patrimônio Líquido	
Capital Social Realizado	1.589.995
Reservas de Capital	4.114.742
Reservas de Lucro	888.651
Lucros/ (Prejuízos) Acumulados	(169.651)
Total do Patrimônio Líquido	6.450.860
Capitalização Total	9.967.477

(*) Passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, conforme Deliberação CVM nº 371/00.

VIII.

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS

A presente análise deve ser lida juntamente com as Demonstrações Financeiras da Emissora, que fazem parte integrante do presente Prospecto. As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, conforme determinado pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, pelas normas e regulamentos emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelos boletins técnicos preparados pelo Instituto Brasileiro de Contadores - Ibracon.

Considerações Gerais

A Emissora, sociedade anônima de capital aberto, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo sido constituída em 1952 sob a denominação de Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. Em 1984, sua razão social foi alterada para Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

A Emissora possui participação acionária nas empresas: (i) Sá Carvalho S.A. (100%); (ii) Usina Térmica Ipatinga S.A. (100%); (iii) Gasmig (95,12%); e (iv) Infovias (43,16%).

Somente a partir do ano de 2000, a Emissora passou a publicar Demonstrações Contábeis Consolidadas, considerando-se que: (i) as demonstrações contábeis das controladas Gasmig e Infovias não provocavam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da Emissora; e (ii) as controladas Sá Carvalho e Ipatinga somente entraram em operação no último trimestre de 2000. Portanto, a análise a seguir será referente aos demonstrativos não consolidados.

A análise da condição financeira e dos resultados operacionais da Emissora (não consolidados) aqui apresentada refere-se aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000, e aos trimestres encerrados em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001. A presente análise deve ser lida juntamente com as Demonstrações Financeiras da Emissora, assim como em conjunto com o Relatório de Informações Anuais ("IAN") que fazem parte integrante do presente Prospecto.

As Demonstrações Financeiras da Emissora são auditadas pela Arthur Andersen S/C.

**Demonstrações de Resultado Auditadas, para os Exercícios Encerrados em 31 de Dezembro de 2000,
31 de Dezembro de 1999 e 31 de Dezembro de 1998.**

<u>Demonstração de Resultado (Em milhões de Reais)</u>	Exercício	Exercício	Exercício	Variação	Variação
	encerrado em 31 de dezembro de 1998	encerrado em 31 de dezembro de 1999	encerrado em 31 de dezembro de 2000	% 1999 x 1998	% 2000 x 1999
Receita Operacional Bruta	3.290.522	3.740.954	4.621.324	13,7%	23,5%
Deduções da Receita Bruta	(836.112)	(1.015.684)	(1.231.314)	21,5%	21,2%
Receita Operacional Líquida	2.454.410	2.725.270	3.390.010	11,0%	24,4%
Despesas Operacionais	(1.773.171)	(2.321.406)	(2.689.178)	30,9%	15,8%
Pessoal	(457.959)	(457.722)	(516.487)	-0,1%	12,8%
Material	(42.047)	(59.179)	(71.199)	40,7%	20,3%
Serviços de Terceiros	(123.209)	(150.188)	(194.005)	21,9%	29,2%
Royalties	(31.580)	(32.663)	(35.721)	3,4%	9,4%
Energia Elétrica para Revenda	(481.083)	(726.768)	(819.186)	51,1%	12,7%
Encargos de Uso da Rede	(70.676)	(151.147)	(243.173)	113,9%	60,9%
Depreciação e Amortização	(351.788)	(448.274)	(484.008)	27,4%	8,0%
Contr. Forluz - Aposentados	(75.022)	(81.609)	(100.866)	8,8%	23,6%
Provisões Operacionais	(5.334)	(118.504)	(7.030)	2121,7%	-94,1%
Conta de Consumo Combustível	(96.075)	(133.841)	(281.537)	39,3%	110,4%
Outras Rec./(Desp.)Operac.	(38.398)	38.489	64.034	Na.	66,4%
Resultado Operacional	681.239	403.864	700.832	-40,7%	73,5%
Deprec. e Amortiz. (reversão)	351.788	448.274	484.008	27,4%	8,0%
EBITDA (1)	1.033.027	852.138	1.184.840	-17,5%	39,0%
Resultado Financeiro Líquido	(471.759)	(506.215)	(265.994)	7,3%	-47,5%
Receitas Financeiras	141.015	295.792	247.416	109,8%	-16,4%
Despesas Financeiras	(612.774)	(802.007)	(513.410)	30,9%	-36,0%
Res. Após Resultado Financeiro	209.480	(102.351)	434.838	Na.	Na.
Res. da Equivalência Patrimonial	3.610	5.624	(183)	55,8%	Na.
Resultado Não Operacional	(31.318)	(76.315)	(63.643)	143,7%	-16,6%
Res. Antes de Tribut./Particip.	181.772	(173.042)	371.012	Na.	Na.
Provisão p/ IR e Contrib. Social	(54.083)	47.183	(115.687)	Na.	Na.
Participação dos Empregados	(34.909)	(27.400)	(27.366)	-21,5%	-0,1%
Reversão dos Juros s/ Capital	390.000	186.978	187.000	-52,1%	0,0%
Lucro Líquido	482.780	33.719	414.959	-93,0%	1130,6%

(1) EBITDA = Lucro antes de Amortização, Depreciação, Despesas/ Receitas Financeiras e Impostos. O EBITDA apresentado não considera ajustes de movimentação de capital de giro.

Obs.: as colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento.

Análise Comparativa dos Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000.

As tabelas a seguir apresentam a composição da receita operacional da Emissora (em R\$ milhões e MWh), bem como, a evolução das tarifas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000:

Composição da Receita Operacional Bruta (Em milhões de R\$)	1998	1999	2000	Repres.	Var. %	Var. %
				% 2000	1999 x 1998	2000 x 1999
Fornecimento de Energia Elétrica	3.289.002	3.719.562	4.555.075	98,6%	13,1%	22,5%
Residencial	1.146.317	1.340.250	1.630.264	35,3%	16,9%	21,6%
Industrial	1.240.786	1.384.777	1.663.715	36,0%	11,6%	20,1%
Comércio, Serviços e Outros	428.691	519.274	634.137	13,7%	21,1%	22,1%
Rural	132.316	162.983	190.641	4,1%	23,2%	17,0%
Poder Público	64.410	75.984	91.114	2,0%	18,0%	19,9%
Iluminação Pública	75.270	89.735	104.724	2,3%	19,2%	16,7%
Serviço Público	69.410	83.244	95.188	2,1%	19,9%	14,3%
Suprimento	131.802	63.315	145.292	3,1%	-52,0%	129,5%
Rede de Transmissão (*)	-	-	-	-	na.	na.
Fornec. não Faturado, Líquido	1.520	21.392	66.249	1,4%	1.307,4%	209,7%
Receita Operacional Bruta	3.290.522	3.740.954	4.621.324	100,0%	13,7%	23,5%
Deduções da Receita Bruta	(836.112)	(1.015.684)	(1.231.314)	-26,6%	21,5%	21,2%
Receita Operacional Líquida	2.454.410	2.725.270	3.390.010	73,4%	11,0%	24,4%

(*) Alocada em outras receitas operacionais.

Composição da Receita Operacional Bruta (Em MWh)	1998	1999	2000	Repres.	Var. %	Var. %
				% 2000	1999 x 1998	2000 x 1999
Fornec. Energia Elétrica	35.669.109	35.578.385	37.480.641	88,2%	-0,3%	5,3%
Residencial	7.285.272	7.448.055	7.575.759	17,8%	2,2%	1,7%
Industrial	21.466.046	20.805.203	22.219.434	52,3%	-3,1%	6,8%
Comércio, Serviços e Outros	3.147.361	3.333.680	3.584.067	8,4%	5,9%	7,5%
Rural	1.503.903	1.632.996	1.676.299	3,9%	8,6%	2,7%
Poder Público	502.122	517.953	543.575	1,3%	3,2%	4,9%
Iluminação Pública	892.311	924.011	947.265	2,2%	3,6%	2,5%
Serviço Público	872.094	916.487	934.242	2,2%	5,1%	1,9%
Suprimento e Outros	4.256.009	3.768.620	4.998.472	11,8%	-11,5%	32,6%
Total	39.925.118	39.347.005	42.479.113	100,0%	-1,4%	8,0%

Evolução das Tarifas (Em R\$ /MWh, incluindo ICMS)	1998	1999	2000	Var. %	Var. %	
				1999 x 1998	2000 x 1999	
Consumidores Finais		88,56	102,77	117,66	16,0%	14,5%
Residencial		157,35	179,95	215,19	14,4%	19,6%
Industrial		57,80	66,56	74,88	15,2%	12,5%
Comercial		136,21	155,77	176,93	14,4%	13,6%
Rural		87,98	99,81	113,73	13,4%	13,9%
Outros		92,25	105,56	120,01	14,4%	13,7%
Suprimento		30,97	17,08	29,43	-44,8%	72,3%
Tarifa Média Geral		82,42	94,68	117,39	14,9%	24,0%

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida aumentou 11% no ano de 1999 em comparação com a ano de 1998, passando de R\$ 2.454.410 mil em 1998 para R\$ 2.752.270 mil em 1999, em decorrência do reajuste tarifário concedido pela ANEEL, dado que em termos de volume, foi registrada uma pequena retração de 1,4% - de 39.925.118 MWh em 1998 para 39.347.005 MWh em 1999, com destaque para a queda de 11,5% do volume de suprimento.

As tarifas de energia foram reajustadas em 4,54% em abril de 1998. Em 1999, as tarifas de energia elétrica da Emissora foram reajustadas duas vezes. O primeiro reajuste ocorreu no mês de abril, resultado da aplicação da fórmula paramétrica, conforme previsto no contrato de concessão. O reajuste foi de 16,25%, aplicado de forma linear para todas as classes de consumo. O segundo, ocorrido em junho, de 3,85%, foi necessário para cobrir os custos de implantação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), os custos financeiros adicionais da desvalorização do real em janeiro, incidentes sobre a compra de energia de Itaipu e os custos financeiros dos acréscimos de pagamentos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR), fixados pelo governo federal. Desse reajuste, 2,8% referentes a Itaipu, CCC e RGR seriam reduzidos em junho de 2000.

Durante o ano de 2000, a receita operacional líquida aumentou 24,4% em relação à apurada em 1999, atingindo R\$ 3.390.010 mil, como resultado da combinação entre o reajuste tarifário concedido pela ANEEL e o crescimento do volume de energia vendido de 8%, que totalizou 42.479.113 MWh.

A Emissora foi autorizada, em abril, a praticar um reajuste linear de 12,20% sobre os fornecimentos e suprimentos de energia do seu mercado, como resultado da aplicação da fórmula paramétrica, prevista nos contratos de concessão. Parte desse percentual, 1%, decorreu do repasse do aumento na alíquota de COFINS efetuado pelo Governo Federal em 1999. Os custos não gerenciáveis pela Emissora, ou seja, os encargos do setor como Conta de Consumo de Combustível, Reserva Global de Reversão, taxas de manutenção do Mercado Atacadista de Energia e do Operador Nacional do Sistema e a energia comprada para revenda foram responsáveis por cerca de 6,9% do reajuste, enquanto que a variação do IGP-M, que reajusta os custos gerenciáveis, representou 4,3% de reajuste. Parte do reajuste, equivalente a 0,47%, referente ao diferimento dos acertos de CCC, RGR e variação cambial do pagamento da compra de energia de Itaipu, realizados em 1999 (conforme mencionado anteriormente), seria reduzido da base de cálculo em abril de 2001.

Conforme decisão da Assembléia Geral de Acionistas, foi decidido aplicar reajuste diferenciado aos consumidores de baixa renda. Assim, consumidores de até 60 kWh de consumo mensal não tiveram aumento de tarifas, aqueles com consumo de 61 até 180 kWh, tiveram até 6% de reajuste tarifário e os consumidores não classificados como baixa renda tiveram reajuste integral.

O reajuste médio global praticado no mercado foi, portanto, de 11,83% e começou a vigorar a partir de 15 de maio de 2000.

Em junho de 2000, foi também reajustada a receita permitida no segmento de transmissão. O aumento de 13,2% resultou essencialmente da aplicação direta do IGP-M acumulado até maio.

Despesas/ Receitas Operacionais

As despesas operacionais cresceram 30,9% no ano de 1999 em comparação com o ano de 1998, passando de uma despesa de R\$ 1.773.171 mil em 1998 para uma despesa de R\$ 2.321.406 mil em 1999 destacando-se os incrementos de: 51,1% da despesa com energia elétrica comprada para revenda, 113,9% de encargos de uso da rede, além das provisões operacionais que passaram de R\$ 5.334 mil em 1998 para R\$ 118.504 mil em 1999. Os valores mais representativos dessa conta foram: R\$ 35.749 mil para provisão com devedores duvidosos, R\$ 33.919 mil em contingências jurídicas e R\$ 31.169 mil em contingências trabalhistas.

Durante o ano de 2000, as despesas operacionais aumentaram 15,8% em relação às incorridas em 1999, tendo atingido R\$ 2.689.178 mil. Destacam-se o aumento de 110,4% da quota para conta de consumo combustível e a redução em 94,1% das provisões operacionais.

Ebitda

A geração de caixa da Emissora, medida em termos de Ebitda, apresentou retração de 17,5% em 1999 quando comparada à de 1998 – passando de R\$ 1.033.027 mil em 1998 para R\$ 852.138 mil, como decorrência dos fatores mencionados acima, levando a empresa a apresentar margens Ebitda de 42,1% em 1998 e de 31,3% em 1999.

Em 2000, a Emissora apresentou uma recuperação do Ebitda em 39% que totalizou R\$ 1.184.840 mil, representando margem Ebitda de 35%.

Resultado Financeiro Líquido

As receitas financeiras, que incluem renda de aplicação financeira, acréscimos moratórios de contas de energia, juros e variação monetária auferidos no contrato de cessão de crédito, reversão de juros e multas sobre COFINS, aumentaram 109,8% no ano de 1999 em comparação com o ano de 1998, passando de uma receita de R\$ 141.015 mil em 1998 para uma receita de R\$ 295.792 mil em 1999, como decorrência da elevação da taxa de juros e do significativo impacto da reversão de juros e multas sobre COFINS (que atingiu R\$ 76.722 mil em 1999). Ao longo de 2000, as receitas financeiras registraram retração de 16,4%, totalizando R\$ 247.416 mil, como decorrência dos menores juros auferidos no contrato de cessão de crédito e da menor reversão de juros e multas sobre tributos (que atingiu R\$ 31.000 mil em 2000).

As despesas financeiras aumentaram 30,9% no ano de 1999 em comparação com o ano de 1998, passando de uma despesa de R\$ 612.774 mil em 1998 – que inclui juros sobre capital próprio de R\$ 390.000 mil, para uma despesa de R\$ 802.007 mil em 1999 – que também inclui um total de R\$ 186.078 mil referentes aos juros sobre capital próprio. Na conta despesas financeiras estão incluídos os encargos da dívida, as variações monetárias e cambiais, juros e multas sobre tributos, provisão para desvalorização de títulos e valores mobiliários e venda antecipada de energia.

A variação cambial líquida afetou negativamente o resultado em R\$ 310.522 mil em 1999, em comparação ao total de R\$ 40.350 mil em 1998, como decorrência da desvalorização do real verificada em janeiro daquele ano, que foi integralmente registrada no resultado do período.

Durante o ano de 2000, a variação cambial atingiu R\$ 93.843 mil, afetando negativamente o resultado da Emissora.

Resultado Não Operacional

O resultado não operacional da Emissora no ano 1999 foi de R\$ 76.315 mil negativos, 143,7% superior ao de 1998, de R\$ 31.318 mil. A parcela de R\$ 28.900 mil foi referente aos recursos aplicados no FINOR. Além disso, houve o reconhecimento de um maior volume de perdas com a desativação/alienação de equipamentos (R\$ 17.958 mil), e gastos com custeio administrativo da FORLUZ (R\$ 11.618 mil). O saldo remanescente refere-se ao custeio do INDI e outras baixas.

Em 2000, a Emissora registrou perdas líquidas de R\$ 63.643 mil como resultado não operacional, referentes substancialmente a estudos de viabilidade realizados em exercícios anteriores da usina de Capim Branco I e II e sistemas de telecomunicações e subestações.

Lucro ou Prejuízo do Exercício

O lucro líquido do exercício de 1999 da Emissora atingiu R\$ 33.719 mil, 93% inferior ao registrado em 1998, que totalizou R\$ 482.780 mil.

Em 2000, a Emissora publicou um lucro líquido de R\$ 414.959 mil.

Principais alterações na Liquidez e Recursos de Capital nos Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 1998, 1999 e 2000

O principal uso de recursos da Emissora é direcionado aos investimentos, além dos pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio. Os investimentos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 1998, de 1999 e de 2000 totalizaram, respectivamente, R\$ 540.900 mil, R\$ 496.400 mil e R\$ 420.000 mil, em sua maior parte, aplicados no seu sistema de distribuição. Além disso, a Emissora pagou dividendos e juros sobre capital próprio nos valores de R\$ 272.788 mil, R\$ 390.000 mil e R\$ 186.978 mil, respectivamente, em 1998, 1999 e 2000 (referentes aos respectivos exercícios anteriores). Em relação ao resultado apurado no exercício de 2000, a Emissora propôs dividendos e juros sobre capital próprio num total de R\$ 187.000 mil.

A Emissora planejou dispêndios de capital de aproximadamente R\$ 3,9 bilhões ao longo dos próximos 5 anos, sendo: (i) R\$ 750.500 mil em 2001; (ii) R\$ 926.500 mil em 2002; (iii) R\$ 848.400 mil em 2003; (iv) R\$ 726.200 mil em 2004; e (v) R\$ 618.200 mil em 2005. A parcela mais representativa dos investimentos previstos deverá ser aplicada no sistema de distribuição.

A principal origem de recursos da Emissora é a geração de caixa operacional que, medida em termos de Ebitda, apresentou a seguinte evolução: R\$ 1.033.027 mil em 1998, R\$ 852.138 mil em 1999 e R\$ 1.184.840 mil em 2000 (conforme mencionado anteriormente).

A tabela a seguir apresenta a evolução da composição dos empréstimos e financiamentos da Emissora, bem como o percentual de variação de cada um em relação ao ano anterior, em cada um dos anos do período de três anos findo em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000:

Empréstimos e Financiamentos (Em Milhões de Reais)				Repres.	Var. %	Var. %
	1998	1999	2000	% 2000 2000	1999 x 1998	2000 x 1999
Moeda Estrangeira	657.145	955.723	1.114.627	66,7%	45,4%	16,6%
Bancos Desenvolvimento (1)	101.550	102.149	71.016	4,2%	0,6%	-30,5%
Instituições Financeiras	141.468	278.825	448.369	26,8%	97,1%	60,8%
Eurobônus (2)	181.305	268.350	293.310	17,5%	48,0%	9,3%
Fornecedores	232.822	306.399	278.082	16,6%	31,6%	-9,2%
Outros	-	-	23.850	1,4%	na.	na.
Moeda Nacional	478.305	525.567	528.990	31,6%	9,9%	0,7%
Eletróbrás	458.050	453.957	440.619	26,3%	-0,9%	-2,9%
Instituições Financeiras	-	20.137	3.911	0,2%	na.	na.
Grandes Consumidores	20.255	51.473	72.182	4,3%	154,1%	40,2%
Outros	-	-	12.278	0,7%	na.	na.
Encargos da Dívida	-	-	28.585	1,7%	na.	na.
Total da Dívida Bruta	1.135.450	1.481.290	1.672.202	100,0%	30,5%	12,9%
Curto Prazo (2)	154.422	442.551	584.345	34,9%	186,6%	32,0%
Longo Prazo	981.028	1.038.739	1.087.857	65,1%	5,9%	4,7%
Disponibilidades	53.782	69.066	286.452		28,4%	314,8%
Total da Dívida Líquida	1.081.668	1.412.224	1.385.750		30,6%	-1,9%
Patrimônio Líquido	8.012.451	7.588.983	7.817.533		-5,3%	3,0%
Capitalização	9.094.119	9.001.207	9.203.283		-1,0%	2,2%

(1) Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e International Bank for Reconstruction and Development (IBRD);

(2) No exercício de 1996, a Emissora efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de fixed rate notes, com vencimento previsto para 2004. Esse título possui cláusula determinando a possibilidade de resgate antecipado em 2001, seja por opção da Emissora ou por opção dos credores, razão pela qual o saldo de R\$ 293.310 mil está contabilizado no curto-prazo em dezembro de 2000.

Obs.: as colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento.

A Emissora apresentava dívida total bruta de R\$ 1.135.450 mil, R\$ 1.481.290 mil e R\$ 1.672.202 mil, em 31 de dezembro de 1998, 1999 e 2000, respectivamente, que em comparação com as suas disponibilidades, resultava em dívida líquida de R\$ 1.081.668 mil, R\$ 1.412.224 mil e R\$ 1.385.750 mil nas mesmas datas, respectivamente.

As principais fontes de financiamento da Emissora constituem os recursos obtidos junto às instituições financeiras e à Eletróbrás.

Do financiamento total da Emissora em 31 de dezembro de 2000, 66,7% eram expressos em moeda estrangeira (64,5% em 1999 e 57,9% em 1998), obtidos parte junto às instituições financeiras, parte através da emissão de *fixed rate notes*, e o restante junto a bancos de desenvolvimento e fornecedores.

Dos financiamentos expressos em moeda local, a parcela mais representativa consiste nos recursos obtidos junto à Eletrobrás. Em dezembro de 2000, 26,3% da dívida total bruta eram referentes à tais financiamentos (30,6% em 1999 e 40,3% em 1998).

Dívida do Governo Estadual de Minas Gerais Junto à Emissora

A Emissora apresentava em seu balanço de 31 de dezembro de 2000, R\$1.238.885 mil referentes ao contrato de cessão de créditos, com amortização mensal em 17 anos e juros de 6% ao ano. Esse valor refere-se ao saldo credor remanescente da Conta de Resultados a Compensar (CRC, oriundo do antigo sistema de equalização de remuneração entre as várias empresas do sistema Eletrobrás) que foi repassado pela Emissora ao Governo Estadual de Minas Gerais. O saldo, originariamente corrigido pela UFIR, após negociação com o Governo Estadual de Minas Gerais, passou a ser atualizado pelo IPCA (de janeiro a outubro de 2000) e pelo IGP-DI a partir de novembro, o que gerou R\$67.549 mil reconhecidos no resultado como variação monetária (além de R\$83.306 mil referentes aos juros contratuais).

O Governo Estadual de Minas Gerais não pagou 19 parcelas, totalizando um montante de R\$197.149 mil. A Administração da Emissora prevê o recebimento dos valores vencidos até o final do mandato do atual Governo Estadual de Minas Gerais, não esperando perdas nesse ativo.

Demonstrações de Resultado auditadas referentes aos trimestres encerrados em 30 de setembro de 1999, 30 de setembro de 2000 e 30 de setembro de 2001

	Período Encerrado em 30 de setembro de 1999	Período Encerrado em 30 de setembro de 2000	Período Encerrado em 30 de setembro de 2001	Varição % 2000 x 1999	Varição % 2001 x 2000
Receita Operacional Bruta	2.786.592	3.498.099	3.631.489	25,5%	3,8%
Deduções da Receita Bruta	(743.608)	(901.626)	(952.860)	21,3%	5,7%
Receita Operacional Líquida	2.042.984	2.596.473	2.678.629	27,1%	3,2%
Despesas Operacionais	(1.752.519)	(2.077.912)	(2.373.268)	18,6%	14,2%
Pessoal	(337.800)	(376.874)	(427.327)	11,6%	13,4%
Material	(38.320)	(48.698)	(46.951)	27,1%	-3,6%
Serviços de Terceiros	(104.357)	(134.925)	(162.886)	29,3%	20,7%
Royalties	(23.301)	(27.866)	(27.671)	19,6%	-0,7%
Energia Elétrica para Revenda	(539.172)	(601.774)	(815.005)	11,6%	35,4%
Encargos de Uso da Rede	(97.398)	(179.011)	(205.303)	83,8%	14,7%
Depreciação e Amortização	(332.825)	(361.243)	(375.334)	8,5%	3,9%
Contr. Forluz - Aposentados	(61.142)	(75.444)	-	23,4%	-100,0%
Provisões Operacionais	(105.367)	(26.344)	(25.327)	-75,0%	-3,9%
Conta de Consumo Combustível	(98.953)	(205.077)	(244.527)	107,2%	19,2%
Outras Rec./(Desp.) Operac.	(13.884)	(40.656)	(42.937)	192,8%	5,6%
Resultado Operacional	290.465	518.561	305.361	78,5%	-41,1%
Deprec. e Amortiz. (reversão)	332.825	361.243	375.334	8,5%	3,9%
EBITDA (1)	623.290	879.804	680.695	41,2%	-22,6%
Resultado Financeiro Líquido	(435.018)	(244.678)	(532.621)	-43,8%	117,7%
Receitas Financeiras	209.217	112.692	340.092	-46,1%	201,8%
Despesas Financeiras	(644.235)	(357.370)	(872.713)	-44,5%	144,2%
Res. Após Resultado Financeiro	(144.553)	273.883	(227.260)	Na.	-183,0%
Res. da Equivalência Patrimonial	5.705	(853)	14.321	-115,0%	Na.
Resultado Não Operacional	(52.208)	(42.116)	(61.546)	-19,3%	46,1%
Res. Antes de Tribut./Particip.	(191.056)	230.914	(274.485)	Na.	-218,9%
Provisão p/ IR e Contrib. Social	64.026	(82.952)	93.515	Na.	-212,7%
Participação dos Empregados	(10.714)	(10.894)	(13.651)	1,7%	25,3%
Reversão dos Juros s/ Capital	-	187.000	-	Na.	Na.
Lucro Líquido	(137.744)	324.068	(194.621)	-335,3%	-160,1%

(1) EBITDA = Lucro Antes de Amortização, Depreciação, Despesas/ Receitas Financeiras e Impostos. O EBITDA apresentado não considera ajustes de movimentação de capital de giro.

Obs.: as colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento

Análise Comparativa dos Trimestres Encerrados em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001

As tabelas a seguir apresentam a composição da receita operacional da Emissora (em R\$ milhões e MWh), bem como a evolução das tarifas nos trimestres findos em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001:

Composição da Receita Operacional Bruta (Em Milhões de R\$)	Jan-Set 1999	Jan-Set 2000	Jan-Set 2001	Repres. % 2001	Var. % 2000 x 1999	Var. % 2001 x 2000
Fornec. de Energia Elétrica	2.722.498	3.354.432	3.572.416	98,4%	23,2%	6,5%
Residencial	985.622	1.198.546	1.253.810	34,5%	21,6%	4,6%
Industrial	1.008.989	1.218.295	1.358.279	37,4%	20,7%	11,5%
Comércio, Serviços e Outros	377.947	460.413	512.140	14,1%	21,8%	11,2%
Rural	118.500	137.601	157.673	4,3%	16,1%	14,6%
Poder Público	55.276	65.877	70.241	1,9%	19,2%	6,6%
Iluminação Pública	65.593	76.826	82.415	2,3%	17,1%	7,3%
Serviço Público	60.507	69.497	82.355	2,3%	14,9%	18,5%
Suprimento	50.064	127.377	55.503	1,5%	154,4%	-56,4%
Rede de Transmissão	40.102	104.352	114.219	3,1%	160,2%	9,5%
Fornec. Não Faturado, Líquido	23.992	39.315	(55.146)	-1,5%	63,9%	-240,3%
Receita Operacional Bruta	2.786.592	3.498.099	3.631.489	100,0%	25,5%	3,8%
Deduções da Receita Bruta	(743.608)	(901.626)	(952.860)	-26,2%	21,3%	5,7%
Receita Operacional Líquida	2.042.984	2.596.473	2.678.629	73,8%	27,1%	3,2%

Composição da Receita Operacional Bruta (Em MWh)	Jan-Set 1999	Jan-Set 2000	Jan-Set 2001	Repres. % 2001	Var. % 2000 x 1999	Var. % 2001 x 2000
Fornec. Energia Elétrica	26.557.629	27.859.231	26.545.809	98,2%	4,9%	-4,7%
Residencial	5.585.254	5.652.718	5.099.463	18,9%	1,2%	-9,8%
Industrial	15.516.823	16.534.470	15.947.339	59,0%	6,6%	-3,6%
Comércio, Serviços e Outros	2.483.033	2.645.261	2.532.111	9,4%	6,5%	-4,3%
Rural	1.216.584	1.228.355	1.234.615	4,6%	1,0%	0,5%
Poder Público	384.293	399.058	366.856	1,4%	3,8%	-8,1%
Iluminação Pública	690.730	706.266	656.752	2,4%	2,2%	-7,0%
Serviço Público	680.912	693.103	708.673	2,6%	1,8%	2,2%
Suprimento e Outros	2.937.784	4.143.969	487.046	1,8%	41,1%	-88,2%
Total	29.495.413	32.003.200	27.032.855	100,0%	8,5%	-15,5%

Evolução das tarifas (Em R\$/MWh)	Jan-Set 1999	Jan-Set 2000	Jan-Set 2001	Var. % 2000 x 1999	Var. % 2001 x 2000
Consumidores Finais	100,63	115,83	132,48	15,1%	14,4%
Residencial	176,47	212,03	245,87	20,2%	16,0%
Industrial	65,03	73,68	85,17	13,3%	15,6%
Comercial	152,21	174,05	202,26	14,3%	16,2%
Rural	97,40	112,02	127,71	15,0%	14,0%
Outros	103,29	117,99	135,67	14,2%	15,0%
Suprimento	17,04	30,74	113,96	80,4%	270,7%
Tarifa Média Geral	94,48	109,30	134,34	15,7%	22,9%

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida da Emissora aumentou 27,1% nos primeiros nove meses de 2000 em comparação com a do mesmo período de 1999, passando de R\$ 2.042.984 mil para R\$ 2.596.473 mil, como decorrência do reajuste tarifário concedido pela ANEEL e do crescimento de 8,5% do volume de vendas de energia elétrica, que passou de 29.495.413 MWh nos primeiros nove meses de 1999 para 32.003.200 MWh em 2000, com destaque para o crescimento de 41,1% do volume de suprimento.

Durante os primeiros nove meses de 2001, a receita operacional líquida aumentou 3,2% em relação à apurada em mesmo período do ano anterior, atingindo R\$ 2.678.629 mil, como resultado da combinação entre o reajuste tarifário médio de 16,50% concedido pela ANEEL (a partir de abril de 2001), uma vez que o volume de energia vendido apresentou retração 15,5% - totalizando 27.032.855 MWh - com destaque para as reduções de 9,8% e de 88,2%, respectivamente, do fornecimento residencial e do suprimento; consequência direta do programa de racionamento iniciado em junho de 2001. No segmento mais representativo da sua receita, que é o industrial (com 59%), foi verificada uma retração de 3,6% do volume de vendas.

Despesas/ Receitas Operacionais

As despesas operacionais cresceram 18,6% nos primeiros nove meses de 2000 em comparação com o mesmo período de 1999, passando de uma despesa de R\$ 1.752.519 mil para uma despesa de R\$ 2.077.912 mil em 2000, destacando-se os incrementos de: 83,8% de encargos de uso da rede, de 107,2% da quota para conta de consumo combustível e de 192,8% de outras despesas operacionais líquidas que atingiram R\$ 40.656 mil, dos quais R\$ 24.678 mil referentes aos gastos com compra de combustível para a usina térmica de Igarapé (que foram reembolsados pela Eletrobrás).

Durante os primeiros nove meses de 2001, as despesas operacionais aumentaram 14,2% em relação às incorridas em 2000, tendo atingido R\$ 2.373.268 mil, cujo maior destaque refere-se ao principal item de custo - energia elétrica comprada para revenda - que apresentou um crescimento de 35,4% e atingiu R\$ 815.005 mil. Tal variação adveio substancialmente do reajuste de 8,0% em janeiro de 2001 da tarifa de Itaipu (denominada em dólar) e da acentuada desvalorização cambial. Do montante total de energia comprada, R\$ 717.014 mil foram provenientes de Itaipu.

Ebitda

A geração de caixa da Emissora, medida em termos de Ebitda, apresentou uma evolução de 41,2% nos primeiros nove meses de 2000 quando comparada ao do mesmo período de 1999 - passando de R\$ 623.290 mil para R\$ 879.804 mil, como decorrência dos fatores mencionados acima, levando a empresa a apresentar margens Ebitda de 30,5% em 1999 e de 33,9% em 2000.

Nos primeiros nove meses de 2001, a Emissora apresentou Ebitda de R\$ 680.695 mil, 22,6% inferior ao do mesmo período de 2000, representando margem Ebitda de 25,4%. As reduções de Ebitda e da margem relacionada foram provenientes das condições hidrológicas adversas que resultaram no Programa de Racionamento, implicando menores receitas e maiores custos de energia comprada (além do impacto da desvalorização cambial sobre as tarifas de Itaipu).

Resultado Financeiro Líquido

As receitas financeiras apresentaram uma retração de 46,1% nos primeiros nove meses de 2000 em comparação com mesmo período de 1999, passando de uma receita de R\$ 209.217 mil para uma receita de R\$ 112.692 mil, como decorrência da reversão de juros e multas sobre COFINS de R\$ 76.722 mil e da variação monetária de R\$ 57.241 mil sobre o contrato de cessão de crédito verificadas em 1999 (em 2000, a variação monetária deste contrato foi reconhecida somente em dezembro). A renda de aplicação financeira propriamente dita cresceu 27%, passando de R\$ 21.635 mil para R\$ 27.467 mil nos primeiros nove meses de 2000.

Ao longo dos primeiros nove meses de 2001, as receitas financeiras registraram uma recuperação de 201,8%, totalizando R\$ 340.092 mil, como decorrência: da variação monetária e dos juros de mora referentes ao contrato de cessão de crédito que totalizaram R\$ 139.977 mil, além dos próprios juros contratuais de R\$ 46.305 mil (envolvendo saldo de CRC e o governo do Estado); do acréscimo moratório das contas de energia elétrica; da renegociação de dívida com consumidor industrial (R\$ 11.924 mil); dos juros e variação monetária sobre créditos fiscais (R\$ 16.688 mil) e das variações cambiais ativas (R\$ 25.971 mil). A renda de aplicação financeira propriamente dita cresceu 111%, tendo atingido R\$ 57.962 mil nos primeiros nove meses de 2001.

As despesas financeiras diminuíram 44,5% nos primeiros nove meses de 2000 em comparação com o mesmo período do ano anterior, passando de uma despesa de R\$ 644.235 mil para uma despesa de R\$ 357.370 mil (incluídos os R\$ 187.000 mil referentes aos juros sobre capital próprio). A alteração mais significativa decorreu da redução do resultado negativo referente às variações cambiais líquidas que passou de R\$ 389.539 mil nos primeiros nove meses de 1999 para R\$ 27.770 mil no mesmo período de 2000.

Ao longo dos primeiros nove meses de 2001, as despesas financeiras registraram um acréscimo de 144,2%, tendo atingido R\$ 872.713 mil, como decorrência do impacto negativo da variação cambial, que atingiu R\$ 508.460 mil, e do fato de os encargos da dívida com a FORLUZ e respectiva variação monetária (num total de R\$ 166.231 mil) terem começado a transitar por essa conta desde o reconhecimento do passivo de benefícios no balanço patrimonial efetuado em 01 de janeiro de 2001 (conforme Deliberação CVM nº 371).

Resultado Não Operacional

O resultado não operacional nos primeiros nove meses de 2000 foi de R\$ 42.116 mil negativos, 19,3% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 52.208 mil negativos). Isto ocorreu basicamente em virtude do reconhecimento, no exercício de 1999, de perdas com investimentos realizados no FINOR no montante de R\$ 27.195 mil.

Nos primeiros nove meses de 2001, a Emissora registrou R\$ 61.546 mil como resultado não operacional negativo, como decorrência do prejuízo na desativação e alienação de bens referentes à Usina de Machado Mineiro (R\$ 32.969 mil), custeio administrativo da Forluz (R\$ 6.476 mil) e perdas em projetos e outras baixas (R\$ 22.324 mil).

Lucro ou Prejuízo do Exercício

O lucro líquido dos primeiros nove meses de 2000 da Emissora atingiu R\$ 324.068 mil, contra um prejuízo de R\$ 137.744 mil no mesmo período do ano anterior.

Nos primeiros nove meses de 2001, a Emissora publicou um prejuízo de R\$ 194.621 mil, como decorrência dos impactos do programa de racionamento e da desvalorização cambial, dado que a Emissora adquire energia elétrica de Itaipu (cuja tarifa é denominada em dólar) e apresenta dívida em moeda estrangeira.

Principais alterações na Liquidez e Recursos de Capital nos trimestres findos em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001

O principal uso de recursos da Emissora é direcionado aos investimentos, além dos pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio (conforme mencionado anteriormente). A Emissora planejou dispêndios de capital de aproximadamente R\$ 3,9 bilhões ao longo dos próximos 5 anos, sendo: (i) R\$ 750.500 mil em 2001; (ii) R\$ 926.500 mil em 2002; (iii) R\$ 848.400 mil em 2003; (iv) R\$ 726.200 mil em 2004; e (v) R\$ 618.200 mil em 2005. A parcela mais representativa dos investimentos previstos deverá ser aplicada no sistema de distribuição. Durante os primeiros nove meses de 2001, a Emissora investiu R\$ 419.100 mil (55,8% do previsto para o ano).

A principal origem de recursos da Emissora é a geração de caixa operacional que, medida em termos de Ebitda, apresentou a seguinte evolução: R\$ 623.290 mil entre janeiro e setembro de 1999, R\$ 879.804 mil e R\$ 680.695 mil nos mesmos períodos de, respectivamente, 2000 e 2001 (conforme mencionado anteriormente).

A tabela a seguir apresenta a evolução da composição dos empréstimos e financiamentos da Emissora, bem como o percentual de variação de cada um em relação ao ano anterior, em cada um dos primeiros nove meses findos em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001:

<u>Emprést., Financ. e Outros</u> <u>(Em Milhões de Reias)</u>	<u>Setembro</u> <u>1999</u>	<u>Setembro</u> <u>2000</u>	<u>Setembro</u> <u>2001</u>	<u>Repres. %</u> <u>2001</u>	<u>Var. %</u> <u>2000 x 1999</u>	<u>Var. %</u> <u>2001 x 2000</u>
Moeda Estrangeira (1)	1.043.046	1.006.540	1.616.406	40,4%	-3,5%	60,6%
Moeda Nacional	569.377	445.246	2.336.956	58,4%	-21,8%	424,9%
Instit. Financeiras e Outros	569.377	445.246	484.088	12,1%	-21,8%	8,7%
FORLUZ (2)	-	-	1.852.868	46,3%	na.	na.
Encargos da Dívida	27.838	35.744	47.819	1,2%	28,4%	33,8%
Total da Dívida Bruta	1.640.261	1.487.530	4.001.181	100,0%	-9,3%	169,0%
Curto Prazo (3)	384.962	409.701	924.092	23,1%	6,4%	125,6%
Longo Prazo	1.255.299	1.077.829	3.077.089	76,9%	-14,1%	185,5%
Disponibilidades	165.976	419.120	484.564	-	152,5%	15,6%
Total da Dívida Líquida	1.474.285	1.068.410	3.516.617	-	-27,5%	229,1%
Patrimônio Líquido	7.783.131	7.726.641	6.450.860	-	-0,7%	-16,5%
Capitalização	9.257.416	8.795.051	9.967.477	-	-5,0%	13,3%

(1) Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e International Bank for Reconstruction and Development (IBRD);

(2) Passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, conforme Deliberação da CVM Nº 371 de dezembro de 2000.

(3) No exercício de 1996, a Emissora efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de fixed rate notes, com vencimento previsto para 2004. Esse título possui cláusula determinando a possibilidade de resgate antecipado em novembro de 2001, seja por opção da Emissora ou por opção dos credores, razão pela qual o saldo de R\$ 400.695 mil está contabilizado no curto-prazo em setembro de 2001.

Obs.: as colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento.

A Emissora apresentava dívida total bruta de R\$ 1.640.261 mil, R\$ 1.487.530 mil e R\$ 4.001.181 mil, em 30 de setembro de 1999, 2000 e 2001, respectivamente, que em comparação com as suas disponibilidades, resultava em dívida líquida de R\$ 1.474.285 mil, R\$ 1.068.410 mil e R\$ 3.516.617 mil nas mesmas datas.

Do financiamento total da Emissora em 30 de setembro de 2001, 40,4% eram expressos em moeda estrangeira (ou 75,2% quando excluída a dívida relativa à Forluz, que pode ser comparado a 67,7% em setembro de 2000 e 63,6% em setembro de 1999). Na mesma data 76,9% da dívida total, encontravam-se alocados no longo prazo.

Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ

A Emissora é patrocinadora da FORLUZ desde 1973. De acordo com a Deliberação CVM nº 371, de 13 dezembro de 2000, a Emissora efetuou o reconhecimento do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, na data de 1º de janeiro de 2001. Os ajustes no passivo atuarial, líquidos de imposto de renda e contribuição social foram reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido com o título de "Ajuste de Exercícios Anteriores".

Os efeitos decorrentes desse reconhecimento foram os seguintes (em 1º de janeiro de 2001):

<u>ATIVO</u>	<u>R\$ mil</u>	<u>PASSIVO</u>	<u>R\$ mil</u>
Circulante		Circulante	
Tributos compensáveis	160.804	Tributos	(49.206)
		Dívida - FORLUZ	135.935
Realizável a Longo Prazo		Exigível a Longo Prazo	
Créditos tributários	416.928	Dívida - FORLUZ	1.187.335
		Outras obrig. pós-emprego	484.075
		Imposto de renda diferido	(8.080)
		Patrimônio Líquido	
		Reserva de Lucro	(1.172.327)

As movimentações ocorridas no passivo líquido até setembro de 2001 são as seguintes:

<u>Itens (Em R\$ mil)</u>	<u>Planos</u>	<u>Outros Benefícios</u>
Passivo líquido de abertura em 01.Janeiro.2001	1.396.824	410.521
Despesa líquida reconhecida na Dem. Resultado	107.241	43.554
Contribuições pagas	(101.950)	(3.322)
Passivo líquido em 30. Setembro.2001	1.402.115	450.753

Dívida do Governo do Estado Junto à Emissora

A Emissora apresentava em seu balanço de 30 de setembro de 2001, R\$ 1.425.169 mil referentes ao contrato de cessão de créditos, com amortização mensal em 17 anos e juros de 6% ao ano. Esse valor refere-se ao saldo credor remanescente da Conta de Resultados a Compensar (CRC, oriundo do antigo sistema de equalização de remuneração entre as várias empresas do sistema Eletrobrás) que foi repassado pela Emissora ao Governo Estadual de Minas Gerais. O saldo, originariamente corrigido pela UFIR, após negociação com o governo do estado, passou a ser atualizado pelo IPCA (de janeiro a outubro de 2000) e pelo IGP-DI a partir de novembro, o que gerou R\$ 101.286 mil reconhecidos no resultado como variação monetária (além de R\$ 46.305 mil referentes aos juros contratuais e R\$ 38.691 mil de juros de mora).

O Governo Estadual de Minas Gerais não pagou 28 parcelas, totalizando um montante de R\$ 336.986 mil. A Administração da Emissora prevê o recebimento dos valores vencidos até o final do mandato do atual Governo Estadual de Minas Gerais, não esperando perdas nesse ativo.

Evento Subseqüente

A Secretaria da Receita Federal emitiu um auto de infração (em 11 de outubro de 2001) em função dos créditos fiscais constituídos pela Emissora em 2001, referente à mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego, no montante de R\$ 204.563 mil.

Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação. A Emissora procederá, no prazo legal, à defesa do auto de infração junto à esfera administrativa da Secretaria da Receita Federal e manterá o registro das obrigações com benefícios pós-emprego em conformidade com as práticas contábeis recentemente adotadas (vide nota: FORLUZ).

IX.

O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Visão Geral

Nos termos do artigo 20 da Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica são considerados bens da União, e, nos termos do artigo 21, compete à União, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão, explorar “os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água (...)”. A União, também, tem competência exclusiva para legislar sobre águas e energia elétrica, conforme determina o artigo 22 do texto constitucional.

Até recentemente, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo Ministério das Minas e Energia (“MME”), que atuava por intermédio do DNAEE. O DNAEE possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas.

Em 26 de dezembro de 1996, através da Lei nº 9.427, foi constituída a ANEEL, uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que passou a ser o órgão responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, assumindo as responsabilidades do DNAEE.

A ANEEL é responsável, dentre outros, por (i) outorgar concessões, permissões e autorização para a exploração de serviços de energia elétrica e aproveitamento de potencial hidrelétrico, incluindo a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; (ii) analisar requerimentos de fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de energia elétrica; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico; e (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos.

No passado, a construção de novas instalações de geração e o nível de produção permitiram que instalações existentes ficassem sujeitas à regulamentação de dois comitês coordenados pela Eletrobrás, que eram compostos por representantes de cada uma das principais concessionárias, incluindo a Emissora. 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 estudo sobre a reestruturação do setor elétrico no Brasil. O objetivo dessa reestruturação 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.

Ademais, em 1997, através da Lei nº 9.478, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) como órgão de assessoramento ao Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, presidido pelo Ministro de Minas e Energia. O CNPE recomendou ao Presidente da República a formulação 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) *Mercado Atacadista de Energia Elétrica - 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 através da Resolução nº 290 e revista pelas Resoluções nº 160, de abril de 2001 e nº 330, de agosto de 2001, o qual (i) está atualmente sendo discutido pelos agentes de mercado; (ii) deverá ser firmado pelos agentes de mercado; e (iii) estabelece normas de negociação, aloca custos e prevê mecanismos de solução de litígios entre os agentes de mercado);

(ii) *Operador Nacional do Sistema – ONS*, entidade privada sem fins lucrativos criada para coordenar e controlar operações de geração e transmissão do Sistema Interligado. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento operacional de geração, (ii) organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, (iii) garantia de acesso a todos os agentes do setor à rede de transmissão de maneira não discriminatória, e (iv) contribuição para a expansão dos sistemas de eletricidade a baixos custos com vistas à melhoria das condições operacionais no futuro; e

(iii) a *Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE*, sociedade civil sem fins lucrativos que administra o MAE, nos termos das Resoluções nºs 162 e 331 de abril e agosto de 2001, respectivamente, e que, desde setembro de 2000, é responsável por um sistema ligado 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: (i) manutenção das informações de participantes; (ii) administração; (iii) cálculo de multas; (iv) pré-faturamento; e (v) publicação e informações de fixação de preços e negociação por intermédio de portal da rede mundial de computadores.

Ademais, a administração e supervisão da aplicação das normas do Acordo de Mercado são desempenhadas pelo Conselho do MAE - COMAE que é composto por representantes eleitos pelos signatários do Acordo de Mercado.

A Indústria Brasileira de Energia Elétrica

O Sistema Elétrico Brasileiro consiste de dois grandes sistemas interligados: um para as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste do Brasil e o outro para as regiões Norte/Nordeste, além de vários sistemas isolados menores no norte e oeste do País. Os dois grandes sistemas (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 200.000 MW, dos quais foram desenvolvidos aproximadamente 31%.

A tabela abaixo apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até 2000, 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	56.518	3.924
2000	58.954	5.843

Fonte: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas - GCPS.

O Brasil possui uma capacidade instalada de 65,5 GW da qual aproximadamente 91% é hidrelétrica. Esta capacidade instalada inclui 50% (cinquenta por cento) da capacidade de Itaipu, a maior usina hidrelétrica em operação do mundo, pertencente aos governos do Brasil e Paraguai, com 12,6 GW de capacidade. O MME aprovou o Plano Decenal de Expansão (2000-2009) (“PDE”). Este plano é elaborado anualmente e, a partir da nova regulamentação do setor elétrico, passa a ter um caráter apenas indicativo. A capacidade instalada do Brasil está projetada, segundo o PDE, para aumentar de 65,5 GW para 107,2 GW até 2009, sendo 25% equivalente à energia termelétrica e 75% de energia hidrelétrica. Em 2000, o Brasil gerou 304.194 GWh, sendo a região Sudeste responsável por 58% da geração. Existem 190.000 km de linhas de transmissão no Brasil, dos quais 67.000 km são de alta tensão (igual ou superior a 230 KV). O PDE prevê, ainda, que entre 2001 e 2009 as linhas de transmissão totalizarão 233.100 km. Este esforço demandará, incluindo transmissão e geração, nos primeiros 5 anos, investimentos totais equivalentes a R\$ 8 bilhões por ano.

Aproximadamente 40,7% da capacidade de geração instalada e 51% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operados pela Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem sido historicamente responsável pela implementação da política elétrica e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. A Eletrobrás 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. (“Eletronorte”); Companhia Hidrelétrica do São Francisco (“CHESF”); Furnas Centrais Elétricas S.A. (“Furnas”); e Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (“Eletrosul”) (excluindo-se os ativos de geração da Eletrosul que constituíram as Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (“Gerasul”), privatizada em 1998).

Em consequência da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, essas empresas estatais têm modificado seus papéis, passando de concessionárias de desenvolvimento regional a empresas de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A. (“Eletronuclear”), constituída subseqüentemente à cisão parcial de Furnas. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são detidas por empresas elétricas 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 2000, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu aproximadamente 4,4% ao ano (de 166.734 GWh para 305.570 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,5% ao ano (de 25,6 milhões a 47,2 milhões) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 3,2% ao ano (de 42.619 MW para 65.800 MW). A tabela a seguir apresenta o crescimento do consumo de eletricidade, população e taxa de crescimento do PIB do Brasil, entre 1986 e 2000:

<u>Ano</u>	<u>Consumo de Eletricidade (em GWh)</u>	<u>Eletricidade Consumido (% de Crescimento)</u>	<u>Crescimento do PIB (%)</u>	<u>População (em milhões)</u>
1986	166.734	10,60	7,5	133,5
1987	179.067	7,40	3,5	136,0
1988	187.373	4,64	(0,1)	138,7
1989	196.069	4,64	3,2	141,3
1990	204.440	4,27	(4,3)	144,1
1991	213.483	4,42	0,3	146,9
1992	217.408	1,84	(0,8)	148,7
1993	226.179	4,03	4,2	151,6
1994	231.641	2,41	6,0	154,1
1995	248.693	7,36	4,3	156,0
1996	259.322	4,27	3,6	159,0
1997	276.798	6,74	3,0	159,6
1998	287.515	3,87	0,15	161,8
1999	292.188	1,63	0,8	163,9
2000	305.570	4,58	4,2	169,6

Fontes: Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica - SIESE; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE

Entre 1986 e o primeiro trimestre 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 determinados setores industriais baixaram sua produção. Mesmo em anos nos quais o PIB apresentou crescimento negativo, o consumo de eletricidade aumentou. O crescimento do consumo de eletricidade total teve média de 7,4% ao ano entre 1970 e 2000. De acordo com o relatório 2001 - 2010 do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (“GCPS”), a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir 5,9% ao ano nesse 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)

<u>Período</u>	<u>Norte Isolada</u>	<u>Norte Integrada</u>	<u>Nordeste Integrada</u>	<u>Sudeste /Centro-Oeste Integrada</u>	<u>Sul Integrada</u>	<u>Média do Brasil</u>
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

A tabela a seguir fornece informações sobre as probabilidades de racionamento de energia nas regiões Sul e Centro-Oeste/Sudeste nos próximos anos:

Probabilidade de Racionamento de Energia

Região	2001	2002	2003	2004	2005
Sul	7,7%	11,2%	1,0%	0,1%	0,1%
Centro-Oeste/Sudeste	10,0%	11,1%	3,4%	1,8%	1,1%

Fonte: GCPS

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no último plano decenal da Eletrobrás. De acordo com esse plano, para atender a demanda, a capacidade instalada do Sistema Interligado precisaria atingir 75 GW até 2002 (a partir de um nível de 65 GW em dezembro de 2000).

Restrições e Racionamento

A baixa quantidade de chuvas e o crescimento acentuado da demanda de energia resultaram em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração do Brasil. Em resposta a essas condições, o Presidente da República editou uma medida provisória e um decreto em 5 de maio de 2001. A Medida Provisória nº 2.147 (conforme posteriores atualizações) criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, mas foi subsequentemente substituída pela Medida Provisória nº 2.198, que introduziu ajustes a determinados aspectos do racionamento. A GCE divulgou sua primeira resolução em 16 de maio de 2001, que determinando que as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sudoeste do Brasil suspendessem 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 nº 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 todos os consumidores a partir de 1º de junho de 2001. Essas medidas exigem que (i) consumidores residenciais reduzam seu consumo de eletricidade em um quinto do consumo médio residencial durante maio, junho e julho de 2000 e (ii) consumidores industriais e comerciais reduzam seu consumo em 15% e 25% da média de consumo no mesmo período anteriormente mencionado. O Governo Federal também estabeleceu que consumidores residenciais que deixarem de reduzir seu consumo e consumirem acima de 200 kWh por mês estarão 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.

O Governo Federal poderá impor restrições adicionais e mais severas sobre o fornecimento ou consumo de eletricidade no futuro.

Reestruturação do Setor Elétrico

O Governo Federal realizou uma ampla reforma no Setor Elétrico Brasileiro. Em termos genéricos, essas medidas visaram a delegar autoridade regulatória a agências independentes aumentando o papel de empresas privadas na geração e distribuição de eletricidade e aumentando a concorrência no setor. Esses acontecimentos acarretaram profundas mudanças no cenário normativo e concorrencial das atividades da Emissora.

Uma alteração relevante para o início do processo de privatização do setor ocorreu em 1995, com a Emenda Constitucional nº 6, permitindo à União a outorga de autorização ou concessão para a exploração dos potenciais de energia hidráulica para empresas brasileiras ou empresas constituídas sob as leis brasileiras, possuindo sede e administração no Brasil, inclusive privadas.

Ainda em 1995, duas leis federais foram promulgadas, concretizando a política do Governo Federal de executar a reestruturação econômica do setor público e iniciando uma reforma no sistema de normas que regulamentava o setor de energia elétrica no Brasil: (i) Lei nº 8.987 (Lei de Concessões) e (ii) Lei nº 9.074 (a “Lei do Setor Elétrico”).

A Lei de Concessões dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos, regulando dentre outros assuntos: (i) direitos e obrigações dos concessionários, do poder concedente e dos usuários, (ii) política tarifária, (iii) licitação e contratos de concessão, e (iv) a intervenção do Poder Concedente.

A Lei do Setor Elétrico introduziu na Legislação Brasileira o conceito do Produtor Independente de Energia (“PIE”) e de Autoprodutor, conforme melhor explicado abaixo.

Como parte da política do Governo Federal de viabilizar investimentos privados, 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 incluem:

- separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- criação do MAE, que incluirá contratos de fornecimento de energia bilaterais de longo prazo e mercado à vista de curto prazo fundado, em última instância, no custo de geração marginal;
- instituição do ONS para assegurar despacho e acesso otimizado a redes de transmissão;
- estabelecimento de certas restrições de concentração a titularidade nas áreas de geração e distribuição; e
- a nomeação do BNDES como “agente financeiro” do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Mercado Atacadista de Energia

Em meados de 1996, o MME e a Eletrobrás contrataram um grupo de consultores para realizar um estudo sobre a reforma da indústria de energia elétrica, com ênfase no desenvolvimento de um mercado competitivo. O objetivo da reforma era permitir ao governo elaborar diretrizes para a nova estrutura de regulamentação do setor, permitindo a transferência de responsabilidades pelas operações e investimentos ao setor privado.

As recomendações geradas por este estudo foram em sua grande maioria incorporadas à Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998 que estabeleceu o MAE. O MAE substituiu o sistema anterior de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, criando um sistema onde preços e os volumes contratados são livremente negociados pelos agentes dentro de um mercado competitivo, e as diferenças entre necessidades e recursos contratuais são liquidados ao preço de mercado spot definido pelo MAE. Em janeiro de 1999, a ANEEL estabeleceu regras comerciais e critério de distribuição de custos de funcionamento do MAE através do Acordo de Mercado. O Acordo de Mercado é um contrato padrão a ser firmado pelos agentes compulsórios ou simplesmente por interessados e qualificados a participar do MAE. Em agosto de 2000, a ANEEL editou a Resolução nº 290/2000, implantando as “Regras do MAE” e dando início à sua operação, a partir de 1 setembro de 2000.

Os agentes obrigados a participar do MAE são os seguintes: (i) titulares de concessão ou autorização para exploração dos serviços de geração com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; (ii) titulares de concessão ou autorização para exploração dos serviços de comercialização com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano; e (iii) titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW. Outros titulares de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, para exploração dos serviços de geração, comercialização e importação/exportação, além dos Consumidores Livres, têm a opção de participar no MAE mediante adesão ao Acordo de Mercado.

É facultada, também, a participação no MAE, de titulares de autorização para auto-produção que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração sejam diretamente conectadas às suas instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas elétricos interligados. Recentemente, foi estabelecido que o MAE abrangerá também a parcela de cada empresa, na proporção da respectiva quota, da energia vinculada à potência contratada com a Itaipu Binacional.

Uma das importantes Regras de Mercado e parte integrante do Acordo de Mercado aprovado pela Assembléia Geral do MAE e homologado pela ANEEL é o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. O MRE é um mecanismo contábil de compartilhamento de riscos hidrológicos (não envolve trocas físicas de energia), que está associado à otimização do sistema hidrotérmico realizada através de um despacho centralizado, conforme dispõe o Decreto nº 2.655/98. O MRE realoca entre suas usinas o total de energia gerada com base na energia assegurada de cada unidade através de um processo comercial de compartilhamento dos riscos hidrológicos com as demais usinas hidro e térmicas no Sistema Interligado.

Recentemente, foi estabelecido que o MAE abrangerá também a parcela de cada empresa, na proporção da respectiva quota, da energia vinculada à potência contratada com a Itaipu Binacional.

Operador Nacional do Sistema

O Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, foi estabelecido para coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, estando sujeito à fiscalização da ANEEL.

O ONS assumiu, gradualmente, as responsabilidades do Grupo Coordenador para Operação Interligada (“GCOI”) - extinto em março do ano 2000 - e assumiu, também, parte das atividades e tarefas anteriormente exercidas pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste - CCON.

As atribuições do ONS incluem, dentre outras: (i) planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração de energia elétrica para otimizar o uso dos sistemas eletroenergéticos interligados; (ii) supervisão e coordenação de centros de operação de sistemas elétricos; (iii) supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais; (iv) contratação e administração de serviços de transmissão; (v) recomendação à ANEEL de ampliação das instalações da rede básica de transmissão, bem como, os reforços dos sistemas existentes a serem licitados ou autorizados; e (vi) definição de regras para a operação das instalações de transmissão básica dos sistemas de energia elétrica interligados, sujeitos à aprovação da ANEEL.

Contratos Iniciais

Durante o período de transição (1998-2005), que permitirá a introdução gradual da competição no setor, a aquisição e venda de energia já comercializada quando da reestruturação do setor está sendo realizada através de contratos bilaterais (“Contratos Iniciais”) de fornecimento de energia elétrica, que especificaram preços e montantes de energia e de demanda de potência e que substituíram o sistema anterior de contratos de fornecimento. O propósito destes contratos é proteger as partes contra exposição ao risco de preços potencialmente voláteis no MAE. De acordo com a Resolução nº 249/98, oitenta e cinco por cento do mercado cativo das distribuidoras tem que estar contratado por meio de contratos bilaterais de longo-prazo (superiores a dois anos).

Os Contratos Iniciais foram calculados pelo GCOI e homologados pela ANEEL, em agosto de 1998, para as empresas localizadas na região Sul, e em dezembro de 1998, para as empresas localizadas nas regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil. Foram estabelecidos montantes de energia e de demanda de potência para 1999, 2000 e 2001, repetindo para 2002 os mesmos montantes de 2001.

Durante o período de 2003 a 2005, os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais deverão ser reduzidos a uma taxa anual de 25% do montante referente ao ano de 2002. A partir de 2006, as empresas estarão, portanto, livres para negociar novos contratos de fornecimento de energia elétrica a preços de mercado para substituir os montantes não contratados. A energia que não for contratada sob o sistema dos Contratos Iniciais (inclusive a energia de novas fontes geradoras) e a energia excedente poderão ser diretamente negociadas no mercado de curto prazo, através de Contratos Bilaterais ou através do MAE. Durante este período de transição, a ANEEL também será responsável pela regulamentação das tarifas dos Contratos Iniciais.

Devido a algumas dificuldades na implantação do MAE, inclusive em decorrência do atraso na entrada em operação da Usina Angra II da Eletronuclear, expondo Furnas a débitos significativos junto ao mercado. A ANEEL editou em 20 de abril de 2001, normas alterando a estrutura operacional do MAE e estabelecendo arranjo de garantias financeiras e penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE. Tais regras foram posteriormente revistas e complementadas pela ANEEL através das Resoluções nºs 330 e 331, de 15 de agosto de 2001.

Comercialização de Energia

Visando desenvolver a competição em relação à comercialização de energia e a participação da iniciativa privada no setor elétrico, a nova regulamentação introduziu o conceito de Agente Comercializador de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE. Os Agentes Comercializadores podem ser: (i) concessionárias de geração desejando vender energia diretamente a seus consumidores finais, (ii) concessionárias de distribuição e de comercialização atuando fora de suas áreas de concessão e (iii) agentes de comercialização independentes. O primeiro Agente Comercializador do setor privado, Tradener Ltda., foi autorizado pela ANEEL em novembro de 1998. Atualmente, várias comercializadoras de energia já se encontram autorizadas pela ANEEL para operar no país.

Anexo V

O Anexo V aos Contratos Iniciais tem como objetivo reduzir os montantes de energia objeto do Contrato Inicial, no caso de situação hidrológica crítica, de forma a proteger, parcialmente, os geradores da recompra contratual ao preço de mercado praticado no MAE. Referida redução somente será realizada se forem satisfeitas, simultaneamente, as seguintes condições: (i) preço MAE maior que o Preço Limite MAE (R\$ 150/MWh); (ii) o volume contratado pela geradora sob Contratos Iniciais maior que a energia alocada a tal geradora de acordo com o MRE; e (iii) a condição anterior não decorra de indisponibilidade técnica das unidades geradoras.

Regras de Desconcentração

Em março de 1998, a ANEEL publicou a Resolução nº 94/98, que foi posteriormente substituída pela Resolução 278, de junho de 2000, (“Regras de Desconcentração”). As Regras de Desconcentração estabeleceram os seguintes limites para as participações cruzadas entre agentes de geração e agentes de distribuição:

(i) nenhum agente de geração poderá deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional, 25% da capacidade instalada no Sistema Interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e 35% da capacidade instalada do Sistema Interligado das regiões Norte/Nordeste;

(ii) nenhum agente de distribuição poderá deter mais que 20% da capacidade instalada do mercado de distribuição nacional, 25% e 35%, respectivamente, para os mercados de distribuição do Sistema Interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste; e

(iii) um mesmo agente atuando na geração e distribuição de energia elétrica não poderá deter mais de 30% da soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional.

Nos termos da mencionada Resolução, agentes de geração e distribuição são empresas (ou, também, consórcios no caso dos agentes de geração) detentoras de concessão, autorização ou permissão, conforme o caso, para produzir e distribuir energia elétrica, respectivamente, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa (ou consórcio), participando do grupo de controle e sejam signatários do acordo de acionistas e/ou do contrato de concessão.

Sendo assim, o fator de ponderação para efeito de cálculo das percentagens acima é determinado com base nas ações ordinárias. Em se tratando de sociedade limitada, o fator de ponderação corresponderá à participação do agente no capital social da empresa.

Em casos de privatizações, os limites acima indicados não serão obrigatoriamente observados de início pela empresa interessada, desde que esta firme um compromisso com a ANEEL, para no prazo de 24 meses, a contar da data de assinatura do contrato de concessão ou da publicação da autorização, enquadrar-se nestes limites. Terminado este prazo, a União realizará um leilão das ações da empresa adquirida excedentes dos limites referidos acima, cabendo ao agente uma indenização equivalente a 90% do valor líquido obtido no leilão, abatido das respectivas despesas. Por sua vez, uma empresa de distribuição só poderá adquirir energia elétrica de empresas de geração a ela vinculadas destinar energia por ela mesma produzida para atender consumidores que não sejam Consumidores Livres até o limite de 30% dos requisitos desses consumidores, à exceção da energia contratada na forma e no período de transição mencionado acima.

Finalmente, cabe ressaltar que todos os concessionários, permissionários e autorizados deverão informar à ANEEL a sua composição acionária, seja através de participação direta ou indireta, identificando as ações com direito a voto e o seu grupo de controle. Quaisquer alterações em sua composição, ou constituição de bloco de controle deverão ser homologados pela ANEEL.

Tarifas

Até 1993, dois princípios importantes dominavam o estabelecimento de tarifas no Brasil: (i) às companhias prestadoras de serviços de utilidade pública, era garantida uma taxa anual de retorno sobre ativos referentes a serviços (o “Retorno Garantido”); e (ii) as cobranças de tarifas a cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todas as regiões do Brasil, não obstante os altos custos de distribuição para áreas remotas do país.

Em 1971, o Retorno Garantido foi estabelecido pelo DNAEE em 10% e 12%, dependendo de circunstâncias particulares de cada companhia de energia elétrica. Um conjunto de tarifas foi aplicado uniformemente a todas as companhias, independentemente do custo do serviço. Em casos onde as tarifas estabelecidas pelo Governo Federal resultaram em retornos fora do limite de 10% a 12%, a cada companhia de eletricidade foi permitido creditar ou debitar, conforme o caso, os excessos ou as diminuições em uma conta fora do balanço patrimonial, junto ao Governo Federal, conhecida como conta de Resultados a Compensar (“Contas CRC”) que foi reconhecida pelo Governo Federal no final dos anos 80 como obrigações do Governo Federal em relação a cada companhia elétrica.

A legislação federal brasileira promulgada no início de 1993 extinguiu a política de manutenção do Retorno Garantido e desqualizou as tarifas de eletricidade por todo o Brasil. Em virtude disso, cada companhia elétrica foi obrigada a propor uma estrutura tarifária baseada em seus custos individuais para submeter à aprovação das autoridades reguladoras federais. Foram previstos, também na legislação, ajustes mensais automáticos nas taxas tarifárias em virtude da inflação. A legislação aboliu as Contas CRC e permitiu às concessionárias com saldos positivos na Conta CRC compensarem tais saldos com as suas obrigações perante o Governo Federal, Instituições Financeiras Federais e outras concessionárias do setor elétrico.

A partir de dezembro de 1993, o Governo Federal introduziu o Plano Real, o qual estabelecia que os aumentos efetuados nas tarifas cobradas pelas companhias elétricas, relacionados à inflação, passariam a exigir aprovação do Ministério da Fazenda. Nenhum aumento de tarifas foi concedido às companhias elétricas durante o período de julho de 1994 até novembro de 1995. A partir de novembro de 1995 até a privatização, os aumentos concedidos foram geralmente inferiores à taxa de inflação.

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 dos Contratos Iniciais, 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 de fornecimento inicial e a energia excedente serão adquiridas e vendidas; e (iv) certos outros encargos em função de sistemas de transmissão e distribuição.

Os contratos de concessão das companhias de distribuição também prevêem 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 a cada quatro anos, de acordo com o fator de produtividade.

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 serão revistas anualmente em razão da inflação. No futuro, encargos de uso da rede de transmissão serão objeto de estudo e proposta por parte do ONS. Proprietários de diferentes segmentos da rede de transmissão, que integram a Rede Básica de acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, deverão transferir o controle operacional de suas instalações ao ONS em contrapartida ao recebimento de pagamentos regulamentados atrelados à 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 em contrapartida ao pagamento de tarifas publicadas. Os demais segmentos da rede de transmissão, que não integrem a Rede Básica, 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.

O acesso aberto à rede nacional básica faz parte integrante da reforma abrangente, ora em andamento, do setor elétrico. A ANEEL considera necessária a regulamentação estrita de preço de serviços de transmissão e a fixação de preços não discriminatória para assegurar que o acesso aberto à Rede Básica seja mantido. Para esse fim, a ANEEL emitiu a Resolução nº 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 de transmissão básica inclui todas as linhas de transmissão com voltagem igual ou superior a 230 kV, conforme definição contida na Resolução nº 433 da ANEEL de 10 de novembro de 2000 e listadas na Resolução nº 166 da ANEEL de 31 de maio de 2000. Ademais, certas outras instalações em bases de desverticalização relacionadas à transmissão deverão estar disponíveis às partes interessadas a tarifas reguladas como parte do acesso aberto à rede de transmissão.

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 norte-americanos. 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.

Concessões

A Constituição Federal prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica poderá ser promovida diretamente pela União ou indiretamente por meio da outorga de concessões, autorizações ou permissões. As companhias ou consórcios que busquem construir ou operar instalação de geração, transmissão ou distribuição no Brasil devem requerer concessão ou autorização da ANEEL dependendo da atividade. As concessões conferem direitos exclusivos de gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em determinada área por prazo especificado. De modo geral, esse prazo é estabelecido em 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.

A Legislação do Setor Elétrico tratou da questão de concessões existentes ao estabelecer que as essas concessões 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 o plano de conclusão seja fornecido e um compromisso seja prestado no sentido de que, no mínimo, um terço do financiamento seja concedido pelo setor privado.

De acordo com o Decreto nº 1717/95, os pedidos de renovação de concessão deveriam ser submetidos à ANEEL e deveriam estar acompanhados de demonstrativo de custos para exploração da concessão e de documentos comprobatórios da qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa da concessionária. Ademais, a concessionária deveria 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 deveria 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 um Edital de Licitação. Esse Edital 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. Os interessados 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 pagamento à União em contraprestação ao recebimento da concessão.

As concessionárias não poderão transferir, vender, onerar ou ceder certos ativos sem o consentimento prévio por escrito da ANEEL. A compra e venda de energia pelos Agentes Comercializadores, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos Autoprodutores de Energia estão sujeitos à aprovação prévia da ANEEL. Cisões, fusões, incorporações e reestruturações de concessionárias também 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.

Conforme mencionado anteriormente, desenvolvimento de usinas hidrelétricas por um PIE ou um Autoprodutor de Energia 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 Autoprodutor de Energia. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive, usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle de distribuidoras e geradoras anteriormente detidas pela União por intermédio da Eletrobrás e de distribuidoras estatais foi vendido a investidores privados. Certos governos estaduais também venderam participações minoritárias em distribuidoras de porte no mesmo período.

Regulamentação da Geração de Energia Elétrica

A Constituição Federal, em seu artigo 176, dispõe que o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica somente poderá ser efetuado mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sede e administração no país. Ademais, a exploração de serviços de energia elétrica compete à União, de forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão, conforme dispõe o artigo 21, inciso XII, alínea b da Constituição Federal.

Antes da edição da Emenda Constitucional nº 6, de 15 de agosto de 1995, a atividade de exploração dos potenciais de energia hidráulica no Brasil poderia ser exercida somente por empresas concessionárias controladas pela União ou pelos Estados. Referida Emenda permitiu que empresas privadas constituídas sob as leis brasileiras e que tivessem sede e administração no país passassem a explorar potenciais hidráulicos, mediante autorização ou concessão da União.

A Lei do Setor Elétrico criou a figura do PIE e do Autoprodutor. O PIE é a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio, de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. O Autoprodutor, por outro lado, é a pessoa física ou jurídica ou consórcio de empresas que recebe a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Até o advento da Lei do Setor Elétrico, a atividade de produção de energia elétrica no país era restrita ao concessionário de geração de energia elétrica e ao Autoprodutor. Com a instituição da figura do PIE, a figura do concessionário público de geração de energia elétrica foi excluída das novas licitações. Atualmente, coexistem as modalidades de concessionário de geração, PIE e Autoprodutor.

Conforme o Decreto nº 2.003/96, que regulamenta a produção de energia elétrica pelos PIEs e pelos Autoprodutores, a exploração de potenciais hidráulicos por PIEs ou por Autoprodutores requer concessão, outorgada mediante licitação, apenas quando a energia a ser gerada pelo projeto exceder 1 MW no caso de PIE, e 10 MW no caso de Autoprodutor. Nos outros casos, incluindo a produção de energia termelétrica, o PIE e o Autoprodutor deverão, apenas, obter autorização do Governo Federal, através da ANEEL.

Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o PIE e o Autoprodutor terão assegurado livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo do transporte envolvido, sendo assegurado tratamento isonômico para os PIEs e Autoprodutores perante os concessionários e permissionários do serviço público de energia elétrica.

A operação energética das centrais geradoras de PIEs e Autoprodutores poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada. A operação integrada ao sistema é aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros. Sempre que a central geradora interferir significativamente na operação do sistema, em função de sua capacidade e localização, sua operação deverá ser integrada, sujeita aos ônus e benefícios correspondentes.

Ao PIE e ao Autoprodutor que operem na modalidade integrada, nos casos em que for determinada redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema, é assegurado o recebimento de energia do sistema de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento.

Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado.

O PIE e o Autoprodutor deverão sujeitar-se aos seguintes encargos, a partir da entrada em operação da central geradora:

(i) compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento dos recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica, de 6% sobre o valor da energia produzida;

(ii) taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos;

(iii) quotas mensais da CCC, subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste, incidente sobre a parcela de energia consumida pelo PIE que opere na modalidade integrada do sistema em que estiver conectado ou incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, por PIE que opera na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado; e

(iv) quotas mensais da CCC, subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada por consumidor final, por produtor independente.

Papel do Setor Privado

Várias iniciativas legislativas e constitucionais em 1995 ensejaram alterações substanciais no regime regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. A Constituição Federal 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 aos 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.

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 60 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 prevê também 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 nº 1.717/95 em 24 de novembro de 1995. De acordo com o Decreto nº 1.717/95, cada concessionária de distribuição estava obrigada a apresentar suas concessões de distribuição “reagrupadas” à ANEEL até 8 de julho de 1996. A Emissora submeteu sua concessão de distribuição “reagrupada” à ANEEL tempestivamente e foi informada de que a ANEEL concordou com seu plano. Na proposta apresentada pela Emissora, foram reagrupadas as 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

Com o intuito de reordenar a posição do Estado na economia, em 1990, o Governo Federal instituiu, através da Lei nº 8.031/90, superada pela Lei nº 9.491/97, o Programa Nacional de Desestatização, no qual certas empresas exploradas pelo setor público, incluindo aquelas do setor de energia, seriam transferidas à iniciativa privada. Muitas companhias de geração e distribuição de energia elétrica foram ou poderão ser privatizadas nos próximos anos. Entretanto, as atividades de transmissão, a princípio, permanecerão sob controle do setor público.

Os processos de privatização das empresas do setor elétrico já realizados ou em curso, em quase sua totalidade, requerem a desverticalização de suas atividades, ou seja, a separação dos sistemas e atividades de geração, transmissão e distribuição de energia.

Desde 1995, várias concessionárias elétricas federais e estaduais foram privatizadas. A União 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 remanescentes da Eletrobrás (Furnas, CHESF e Eletronorte) também estão sendo preparadas para privatização.
- Também estão ocorrendo privatizações de concessionárias estaduais de eletricidade:
 - o Estado do Rio de Janeiro alienou seu controle da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, companhia de distribuição de energia (1996);
 - o Governo Estadual de Minas Gerais vendeu participação minoritária na Emissora 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 – 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);
- Outras distribuidoras estaduais também foram vendidas:
 - Companhia Energética do Rio Grande do Norte, Centrais Elétricas Matogrossenses 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 e Companhia Energética do Maranhão (2000).

Cobranças Regulamentadas

As companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade são compensadas pelas propriedades e instalações utilizadas durante a concessão, caso a mesma seja extinta ou não seja renovada.

Em 1971, o Congresso brasileiro criou um fundo de reserva para prover os recursos necessários para as compensações acima mencionadas (“Fundo RGR”). Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou as taxas de contribuições ao RGR e determinou que as companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade contribuíssem, mensalmente, para o Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% de seus investimentos pro rata.

De acordo com a Lei nº 8.631, datada de 4 de março 1993, regulada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, o referido investimento é composto pelo saldo pro rata do Ativo Imobilizado em Serviço (desconsiderando o Ativo Intangível), deduzidas a depreciação acumulada, as doações e subvenções para investimentos e obrigações especiais, a reversão, amortização, a contribuição do consumidor e a participação da União, todos estes valores relativos ao respectivo período contábil em questão.

Contudo, nenhuma companhia elétrica será obrigada a contribuir com mais de 3% do total de seu faturamento em um ano. Caso uma concessão seja extinta ou não renovada, a companhia elétrica tem o direito de receber um pagamento proveniente do Fundo RGR, equivalente ao valor de seus ativos reversíveis registrado em seu balanço. Nos últimos anos nenhuma concessão foi revogada ou não renovada e o Fundo RGR tem sido utilizado, principalmente para financiar os projetos de geração e distribuição de energia elétrica.

O Governo Federal impôs uma taxa aos PIEs que é similar à taxa cobrada das companhias elétricas públicas em relação ao Fundo RGR. Como resultado desta medida, os PIEs são obrigados a contribuir para o Fundo de Uso de Bem Público (“Fundo UBP”) durante 5 anos contados da data em que receberam a concessão. A Eletrobrás receberá os pagamentos para o Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Após esta data, todos os pagamentos ao Fundo UBP serão efetuados diretamente ao Governo Federal. Segundo a Lei nº 9.648/98, a cota anual da RGR ficará extinta a partir do final do exercício de 2002, sendo que a ANEEL deverá proceder à revisão tarifária.

As empresas de distribuição devem contribuir para o rateio do Custo de Consumo de Combustível (“Conta CCC”). O CCC foi criado em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos dos combustíveis fósseis das usinas de energia térmica, na eventualidade de uma escassez de chuva, que implicaria no aumento da utilização dessas plantas térmicas. As usinas de energia térmica possuem um custo de operação marginal maior que o das usinas hidrelétricas.

Cada companhia elétrica deve contribuir, anualmente, para a Conta CCC. As contribuições anuais são calculadas com base nas estimativas do combustível necessário para as usinas de energia térmica do Sistema Interligado e dos sistemas isolados, no ano seguinte. A Eletrobrás administra a Conta CCC e reembolsa as companhias elétricas por uma parte substancial dos custos com o combustível utilizado em suas usinas de energia térmica.

Em fevereiro de 1998, o governo federal determinou a eliminação gradual da Conta CCC. Os subsídios da Conta CCC relativos a termelétricas serão reduzidos em 25%, anualmente, em um período de 3 anos contados a partir de 2002, para as usinas de energia térmica construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas de energia elétrica construídas após esta data não terão o direito a receber os subsídios da Conta CCC. O mecanismo da CCC permanecerá para usinas térmicas existentes no sistema isolado, assim como o rateio de encargos entre agentes que atendam diretamente consumidores finais, pelo prazo de 15 anos.

Por fim, cabe mencionar que todas as empresas de geração que detêm ativos em instalações hidrelétricas no Brasil devem pagar emolumentos aos Estados e Municípios brasileiros pela utilização dos recursos hidrelétricos, denominados Compensação Financeira, dos quais as distribuidoras são isentas. Estes valores são baseados na quantidade de energia gerada por cada instalação e são pagos para os Estados e Municípios onde a planta ou o reservatório estão localizados.

Questões Ambientais

A Constituição Federal confere tanto à União quanto aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e editar regulamentação a essas leis. Com base na regulamentação ambiental promulgada pela União, os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa. Por conseguinte, a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual e não federal. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições às atividades que exerce.

Nos últimos anos, diversos diplomas ambientais importantes foram aprovados. Principalmente, entrou em vigor a Lei Federal nº 9.605 de 12 de fevereiro de 1998 que estabeleceu o regime geral de responsabilidade por infrações à legislação ambiental que inclui sanções administrativas, civis e penais. Com relação ao setor hidrelétrico em particular, recentes leis e diplomas legais federais estabeleceram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos para tratar das questões ambientais principais com as quais se deparam o setor hidrelétrico e os usuários de recursos hídricos. Atualmente, o Congresso Nacional está discutindo a possibilidade da criação da Agência Nacional de Águas que regularia e supervisionaria o uso de recursos hídricos. Quando essa agência passar a operar, as companhias hidrelétricas de geração serão cobradas pelo uso de água a um índice de 0,75% da geração valorado de acordo com imposto de referência estabelecido especialmente para esse fim.

O Congresso Nacional também está discutindo reformas no Código Florestal Brasileiro. Essas reformas propostas poderiam ter impacto significativo na viabilidade econômica de novos empreendimentos do setor de energia elétrica, particularmente, no setor hidrelétrico. Uma das disposições propostas estabelece a obrigação da operadora de instalação hidrelétrica e reservatório vizinho de adquirir ou de outro modo estabelecer área de preservação ambiental permanente ao redor do reservatório. No que respeita a maioria desses reservatórios, a área de preservação deverá cobrir, no mínimo, uma faixa de terra de 100 metros em volta do reservatório.

X.

NEGÓCIOS DA EMISSORA

Histórico da Emissora

A Emissora foi constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade de economia mista, nos termos da Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, e nos termos do Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952.

A Emissora foi originalmente constituída como Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A., companhia estabelecida com a finalidade de coordenar o planejamento, projeto e construção de centrais elétricas no Estado de Minas Gerais. Na década de 60, a Emissora ampliou suas atividades, incluindo a responsabilidade pela transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais, em resposta à exigência, por parte dos consumidores, de mais confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Da década de 60 até início da década de 80, a Emissora adquiriu uma série de concessionárias de serviço público de energia de menor porte, estatais e privadas, e suas respectivas concessões, incorporando ao seu próprio sistema seus sistemas de geração, transmissão e distribuição. Por meio dessas aquisições, a Emissora tornou-se a maior concessionária de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica do Estado de Minas Gerais.

Em 1984, o estatuto social da Emissora foi alterado de forma a permitir a participação da Emissora em uma gama mais ampla de atividades relativas ao setor de energia por intermédio de companhias separadas, sendo sua denominação alterada para Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

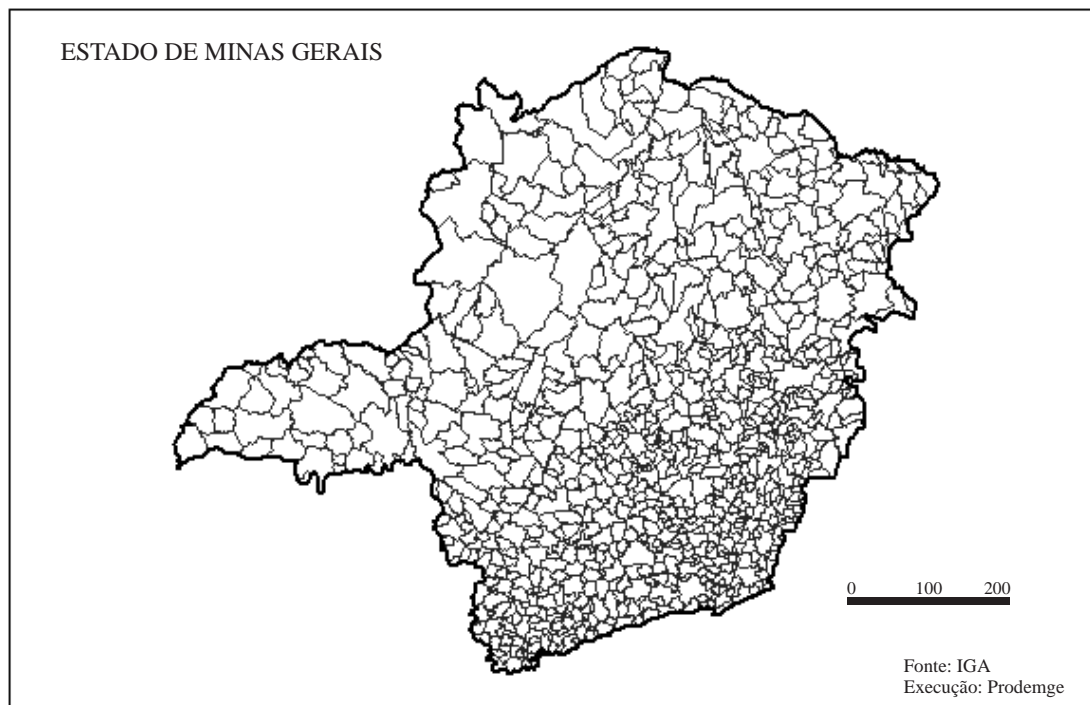
Em 1986, foi criada a Companhia de Gás de Minas Gerais S.A. - Gasmig, subsidiária encarregada da distribuição de gás natural por meio de gasodutos localizados em Minas Gerais. Alterações adicionais da legislação estadual de Minas Gerais em 1997 autorizaram a Emissora a participar de atividades não correlatas que possam ser realizadas com uso de seus ativos operacionais. Em janeiro de 1999, a Emissora adquiriu uma participação de 43,16% na Empresa de Infovias S.A., empreendimento conjunto de telecomunicações, Internet e televisão a cabo com a AES Força e Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. A Emissora também presta serviços de consultoria e recentemente firmou contratos de consultoria com companhias de eletricidade em vários países.

A Emissora opera seus negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Até 1997, a Emissora detinha concessões individuais relativas a cada uma de suas instalações de geração e relativas a várias regiões dentro de sua área de distribuição. Em 10 de julho de 1997, a Emissora celebrou novos contratos de concessão com a ANEEL, que consolidaram suas diversas concessões de geração em um único contrato e suas diversas concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste do Estado de Minas Gerais. Na mesma data, a Emissora celebrou um novo contrato de concessão com a ANEEL, relativo às suas operações de transmissão.

Em 30 de junho de 2001, a Emissora gerava eletricidade em 39 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.636 MW. Na mesma data, a Emissora detinha e operava 4.829,9 quilômetros de redes de transmissão e 320.132 quilômetros de redes de transmissão e distribuição. A Emissora detém concessões para distribuição de eletricidade em aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais.

Área de Concessão

A Emissora é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica na área que abrange aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais, com 586.852 quilômetros quadrados de extensão, com uma população estimada em 16.944.548 habitantes, representando 10% do Produto Interno Bruto - PIB brasileiro.



Estratégia de Negócios

A Emissora é uma companhia voltada para o crescimento de suas atividades, como meio de aumentar o valor dos investimentos feitos por seus acionistas.

Inserida na região sudeste, responsável pela geração de mais de 50% do PIB e de mais de 80% do consumo de eletricidade do País, a Emissora busca atender à demanda crescente de seus consumidores, ou de novos consumidores, por serviços de suprimento de energia elétrica confiáveis e de baixo custo. A Emissora busca assegurar também uma perspectiva de longo prazo para que seus clientes possam expandir suas atividades estando seguros de que haverá energia suficiente para seus projetos de expansão.

Para isto, a Emissora atua em todas as áreas do negócio de eletricidade, ou seja, geração, transmissão e distribuição, o que garante competitividade e qualidade ao suprimento de energia para seus clientes. A Emissora tem como meta suprir seus consumidores, gerando pelo menos 70% da energia por fontes próprias. A Emissora faz também com que suas redes de transmissão e distribuição alcancem todas as regiões da Área de Concessão e sejam interligadas à Rede Básica nacional para permitir o acesso a consumidores localizados fora da Área de Concessão. Ademais, a Emissora atua na distribuição de gás natural e no desenvolvimento de redes de telecomunicações baseadas em tecnologia de fibra óticas e construídas sobre suas linhas de transmissão, visando ampliar as alternativas de produtos colocados à disposição de seus clientes e que mostrem uma grande sinergia com o negócio de eletricidade.

Para enfrentar os desafios da competição que se instalará com o advento da reestruturação regulatória implementada pelo Poder Concedente, a Emissora conta com o espírito empreendedor e pioneiro de seus funcionários, que são os responsáveis pela introdução de novas tecnologias e técnicas gerenciais que têm garantido uma reputação invejável no setor elétrico e que resultaram em um desempenho que ultrapassa os requisitos exigidos pelos Contratos de Concessão. Novas tecnologias e práticas gerenciais são avaliadas e colocadas em funcionamento sempre que julgadas agregadoras de valor. Destacam-se os investimentos feitos pela Emissora em novas fontes de geração e a automação das instalações existentes, que buscam adequar o parque gerador existente às exigências da competição.

A par do desenvolvimento tecnológico, a Emissora possui ampla experiência no projeto e construção de instalações elétricas, desde grandes usinas até pequenas unidades solares para atendimento a consumidores de localidades remotas. Esta experiência fez com que investidores se juntassem à Emissora para o desenvolvimento de novos projetos de geração, acelerando assim a expansão da capacidade existente para permitir o atendimento da demanda de eletricidade. Através de parcerias, novos projetos de geração foram e serão construídos, permitindo que mais consumidores tenham acesso aos serviços prestados pela Emissora.

Responsável por 96% do suprimento de eletricidade no Estado de Minas Gerais, a Emissora busca atender 100% dos consumidores em sua Área de Concessão, o que deverá ser atingido em pouco mais de dois anos, assegurando a universalidade do serviço prestado a toda população do Estado de Minas Gerais.

Consciente da relevância de sua atuação na comunidade que serve, a Emissora se preocupa em apenas desenvolver projetos que tenham assegurado a completa compatibilidade com a legislação ambiental e que promovam o bem estar e segurança da população.

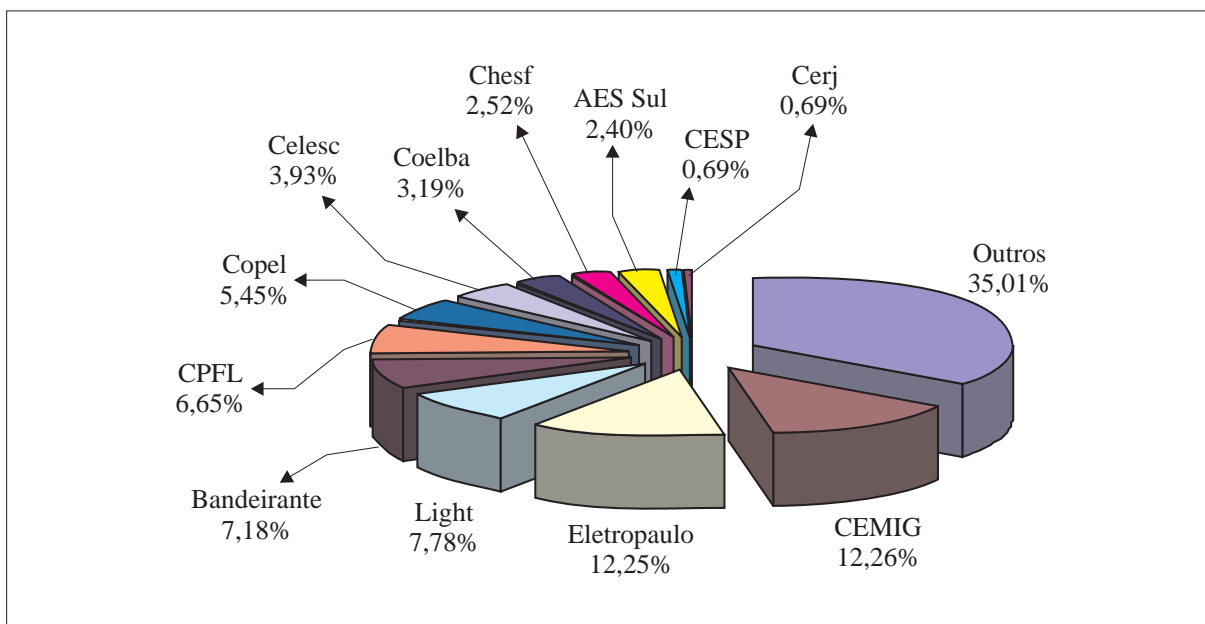
Visando preservar sua boa situação financeira, a Emissora tem como política apenas iniciar projetos que tenham assegurado retorno e recursos compatíveis com o seu custo ponderado de capital, o que assegura a conclusão desses projetos e agrega valor aos investimentos existentes. Por outro lado, a administração eficiente de seu fluxo de caixa é fator estratégico para garantir o pagamento do serviço da dívida e de dividendos para os acionistas.

O Mercado de Energia do Brasil

Geral

O Setor Elétrico Brasileiro é dividido principalmente em atividades de geração, transmissão e distribuição realizadas por poucas companhias integradas verticalmente e tradicionalmente de propriedade dos governos federal ou estadual. Durante os últimos quatro anos, diversas companhias estatais 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 estatal em setor privado.

O gráfico a seguir mostra a participação da Emissora no mercado nacional de energia em 2000:



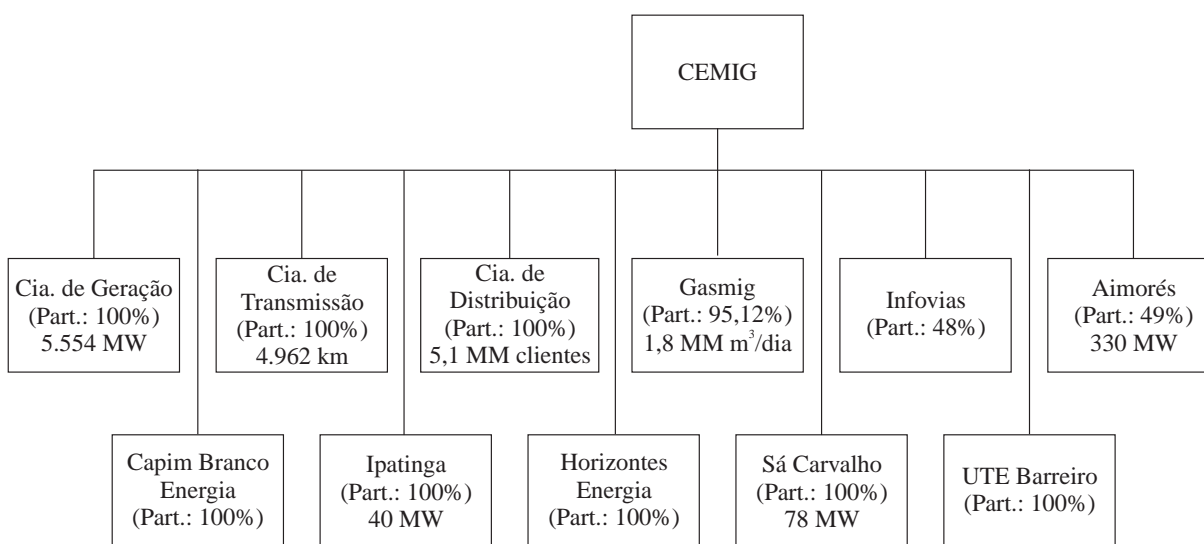
Fonte: ANEEL



Estrutura Organizacional e Desverticalização

Contudo, de acordo com os Contratos de Concessão da Emissora e em conformidade com a atual estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro, a Emissora pretende reestruturar seu negócio até meados de 2002, “desverticalizando” suas operações de geração, transmissão e distribuição por meio da constituição de subsidiárias integrais, cada uma dedicada a uma área específica. Tendo em vista que o Governo Estadual de Minas Gerais é o acionista majoritário da Emissora, é necessária a aprovação de lei específica pela Câmara Estadual antes de a reestruturação ser iniciada. Em 2 de março de 2001, um projeto de lei foi apresentado ao poder legislativo de Minas Gerais propondo a reestruturação, mas ainda não foi aprovado.

O processo de desverticalização resultará em uma nova estrutura organizacional da Emissora. As atividades de geração, transmissão e distribuição serão desenvolvidas separadamente, através de subsidiárias integrais da Emissora. Em dezembro de 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) concordou com os termos gerais do plano de reestruturação societária da Emissora. O quadro a seguir ilustra a estrutura de subsidiárias subseqüentemente à conclusão do processo de desverticalização proposto:



Em razão deste atraso, no início deste ano a ANEEL impôs uma multa de R\$ 3,7 milhões contra a Emissora por não cumprir com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. A Emissora contestou a imposição desta multa e obteve seu cancelamento pela ANEEL, frente à obrigação de implementar a reestruturação até 19 de setembro de 2002. Os Contratos de Concessão serão alterados para refletir esse acerto entre a Emissora e a ANEEL. Caso a reestruturação não seja completada e a Emissora continue inadimplente os termos dos Contratos de Concessão, a Emissora poderá sofrer a imposição de outras penalidades pela ANEEL, incluindo, em caso extremo, a cassação dos Contratos de Concessão.

Fontes de Receita

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

Receitas⁽¹⁾ (em milhões de R\$, exceto porcentagens)

Fonte de Receita	Trimestre encerrado em		Trimestre encerrado em	
	30 de setembro de 2001	Porcentagem da receita total	30 de setembro de 2000	Porcentagem da receita total
Geração	949	31	828	29
Transmissão	132	4	120	4
Distribuição	1.911	63	1.935	67
Outros ⁽²⁾	73	2	-	-
Total	3.065	100%	2.883	100%

(1) Líquido de pagamentos efetuados em relação a ICMS.

(2) Reflete principalmente receita da Gasmig, bem como receitas não significativas provenientes de atividades de consultoria.

(3) Os números de 2000 são da controladora, tendo em vista que não foi realizada consolidação das demonstrações contábeis.

Visão Geral do Negócio

Introdução

Durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora gerou 45% e 72%, respectivamente, da eletricidade que entregou. Além da energia produzida em suas instalações de geração, a Emissora é obrigada, como outras concessionárias de energia elétrica, a comprar eletricidade de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em suas vendas de eletricidade.

Ademais, a Emissora compra energia de outras concessionárias e do Sistema Interligado. A Emissora também compra energia excedente gerada por Autoprodutores de Energia Elétrica ("APEs"), e de Produtores Independentes de Energia ("PIEs"), localizados dentro de sua Área de Concessão. Como parte de sua atividade de distribuição, a Emissora entrega a energia que compra das fontes acima mencionadas a seus consumidores finais e ao Sistema Interligado. A Emissora também entrega a energia gerada pelos APEs e PIEs em suas próprias instalações. Segue abaixo um gráfico demonstrando a utilização da energia elétrica produzida e comprada pela Emissora no terceiro trimestre de 2001:

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

	Trimestre encerrado em		Período encerrado em		
	30 de setembro de		31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Eletricidade gerada pela Emissora	15.039	7.310	30.228	28.653	27.613
Eletricidade gerada por APEs	735	649	2.005	1.531	575
Eletricidade gerada por Ipatinga	253	47	301	-	-
Eletricidade gerada por Sá Carvalho	216	-	27	-	-
Eletricidade comprada de Itaipu	8.929	3.015	13.967	13.909	14.074
Eletricidade comprada do Sistema Interligado e outras concessionárias	11.023	168	2.851	2.039	44.257
Eletricidade entregue a consumidores finais	26.707	8.939	37.542	35.639	35.741
Eletricidade entregue a APEs	992	400	1.618	1.403	585
Eletricidade entregue a Ipatinga	253	47	301	-	-
Eletricidade entregue a Sá de Carvalho	216	-	27	-	-
Eletricidade entregue ao Sistema Interligado e outras concessionárias	5.271	1.397	5.767	5.413	6.815
Perdas ⁽¹⁾	2.756	406	4.124	3.677	3.378

(1) 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.

Geração

A Emissora é a quinta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil em capacidade instalada. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora detinha e operava 43 usinas elétricas, das quais 39 eram hidrelétricas, 3 termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 5.636 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.464 MW, as usinas termelétricas responderam por 171 MW e a usina eólica respondeu por 1 MW. O parque gerador da Emissora gerou, no ano 2000, 30.280 GWh, cerca de 10% da geração total do Brasil naquele ano. Até 30 de setembro de 2001, a geração da Emissora alcançou um total de 15.039 GWh, e as projeções indicam uma geração total para ao ano de 2001 de 17.750 GWh, cerca de 60% da geração do ano anterior, em virtude do racionamento de energia elétrica. Sete das usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 89% e 92% de sua capacidade de geração elétrica instalada no final do trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, respectivamente. A Emissora forneceu aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais tanto no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. A Emissora gerou em suas próprias usinas aproximadamente 43% de toda a sua energia vendida durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, tendo comprado o saldo restante de terceiros.

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes às usinas de geração de energia elétrica em 30 de setembro de 2001:

<u>Instalação</u>	<u>Energia Garantida (1) (média MW)</u>	<u>Capacidade Instalada (MW)</u>	<u>Ano de Início de Operações</u>	<u>Capacidade Instalada % do Total</u>	<u>Data de Expiração da Concessão</u>
Principais Usinas Hidrelétricas					
São Simão	1.207,00	1.710	1978	31,0	Janeiro de 2015
Emborcação	559,00	1.192	1982	22,0	Julho de 2005
Nova Ponte	301,00	510	1994	9,0	Julho de 2005
Miranda	180,00	408	1998	7,0	Dezembro de 2016
Jaguara	329,00	424	1971	8,0	Agosto de 2013
Três Marias	243,00	396	1962	7,0	Julho de 2015
Volta Grande	250,00	380	1974	7,0	Fevereiro de 2017
Igarapava	20,00(2)	30,45(2)	1999	0,6	Dezembro de 2028
Itutinga	27,00	52	1955	0,9	Julho de 2015
Camargos	17,00	46	1960	0,9	Julho de 2015
Salto Grande	71,00	102	1956	2,0	Julho de 2015
Piau	8,00	18	1955(3)	0,3	Julho de 2015
Gafanhoto	6,00	14	1946	0,2	Julho de 2015
Sá Carvalho	58,00	78	2000(3)	1,4	Dezembro de 2024
Usinas Hidrelétricas de Menor Porte	51,23	103,11	-	2,0	-
Usinas Termelétricas	93,22	171,44	-	2,0	-
Usina Eólica	0,44	1	1994	0,02	-
Total	3.362,89	5.636	-	100,0%	-

(1) Energia garantida significa o volume de energia que cada usina hidrelétrica é obrigada a vender por ano, de acordo com contratos de compra e venda de energia de longo prazo atualmente em vigor.

(2) Representa a participação da Emissora de 14,5% na usina de Igarapava, com capacidade instalada de 210,0 MW.

(3) Indica a data na qual a Emissora efetuou a aquisição.

Empreendimentos conjuntos de Co-geração com Clientes

A Emissora pretende participar de empreendimentos conjuntos com clientes industriais com o fim de desenvolver instalações de co-geração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos clientes e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. O cliente cooperaria na provisão de recursos ao projeto de co-geração por meio de contratos de compra e venda da eletricidade gerada nessas instalações. A Emissora assumiria a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de co-geração.

Usina Eólica

A usina eólica de propriedade da Emissora, Morro do Camelinho, 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. Essa usina 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 Emissora e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

Ampliação da Capacidade de Geração

A Emissora vem realizando investimentos consideráveis para ampliação de sua capacidade de geração, com investimento planejado de R\$ 781.500.000,00 (setecentos e oitenta e um milhões e quinhentos mil reais) para os próximos 5 (cinco) anos.

Projetos Relativos à Geração

Usina Hidrelétrica de Aimorés

A concessão para exploração do potencial hidrelétrico de Aimorés, localizado no Rio Doce, na divisa dos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, foi adquirida em dezembro de 2000 pelo Consórcio da Hidrelétrica de Aimorés (“Consórcio Aimorés”), composto originalmente em (i) 49% pela Emissora, (ii) 26% pela Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, e (iii) 25% pela AES Força Empreendimentos Ltda. Atualmente, após a aquisição da participação da AES Força Empreendimentos Ltda. no Consórcio Aimorés, a CVRD passou a deter uma participação de 51% no Consórcio Aimorés, sendo os 49% restantes detidos pela Emissora. O contrato de concessão relativo a essa concessão foi firmado com a ANEEL em 20 de dezembro de 2000 por um prazo total de 35 anos.

As consorciadas criarão uma Sociedade de Propósito Específico - SPE com intuito de implementar e gerir o empreendimento e para deter os ativos e obter financiamentos relacionados ao projeto. A participação da Emissora e da CVRD no capital da SPE será na mesma proporção das suas participações no Consórcio Aimorés.

O custo aproximado da construção da UHE Aimorés é de R\$ 420 milhões, e deverá contar com recursos do BNDES e do mercado doméstico de capitais, que corresponderão de 60% a 70% do total a ser investido. A construção da UHE Aimorés foi iniciada em junho de 2001 e o início de seu funcionamento está previsto para dezembro de 2003. A UHE Aimorés terá uma potência instalada de 330 MW, sendo 177,8 MW médios de energia assegurada, cabendo à Emissora 87,1 MW médios. A parte da energia elétrica a ser produzida na UHE Aimorés que cabe à Emissora será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Hidrelétrica de Queimado

A concessão para exploração do potencial hidrelétrico de Queimado, localizado no Rio Preto, na divisa dos Estados de Minas Gerais e Goiás, foi adquirida em dezembro de 1997 pelo Consórcio Brasileiro Queimado (“Consórcio Queimado”), composto por 82,5% de participação da Emissora e 17,5% de participação da Companhia Energética de Brasília - CEB. O contrato de concessão relativo a essa concessão foi firmado com a ANEEL em 18 de dezembro de 1997, por um prazo total de 35 anos.

O custo aproximado da construção da UHE Queimado é de R\$ 133 milhões, e serão utilizados somente recursos próprios das consorciadas. A construção da UHE Queimado foi iniciada em junho de 2001 e o início de seu funcionamento está previsto para abril de 2003. A UHE Queimado terá uma potência instalada de 150 MW, sendo 58 MW médios de energia assegurada, cabendo 37,7 MW médios à Emissora. A parte da energia elétrica a ser produzida na UHE Queimado que cabe à Emissora será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Hidrelétrica de Funil

A concessão para exploração do potencial hidrelétrico de Funil, localizado no Rio Grande, no sudeste do Estado de Minas Gerais, foi adquirida em julho de 1997 pelo Consórcio da Hidrelétrica de Funil (“Consórcio Funil”), composto originalmente em (i) 8% pela Emissora, (ii) 43,5% pela Companhia Ferroligas Minas Gerais - MINASLIGAS, (iii) 43,5% pela Samarco Mineração S.A. e (iv) 5% pela Mineração Rio Novo Ltda. Atualmente, a composição do Consórcio Funil é em 51% pela CVRD e 49% pela Emissora. O contrato de concessão foi firmado com a ANEEL em 20 de dezembro de 2000 e tem prazo total de 35 anos.

O custo aproximado da construção da UHE Funil é de R\$ 206 milhões, e deverá contar com recursos do BNDES e do mercado doméstico de capitais, que corresponderão de 60% a 70% do total a ser investido. A construção da UHE Funil foi iniciada em setembro de 2000 e o início de seu funcionamento está previsto para dezembro de 2002. A UHE Funil terá uma potência instalada de 360 MW, sendo 89 MW médios de energia assegurada, cabendo à Emissora 43,6 MW médios. A parte da energia elétrica a ser produzida na UHE Funil que cabe à Emissora será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Hidrelétrica de Irapé

A concessão para exploração do potencial hidrelétrico de Irapés, localizado no Rio Jequitinhonha, no nordeste do Estado de Minas Gerais, foi adquirida integralmente pela Emissora em fevereiro de 2000. Entretanto, o Conselho de Administração da Emissora já aprovou a abertura de licitação para a venda de parte da participação neste projeto ao setor privado. O contrato de concessão foi firmado com a ANEEL em 28 de fevereiro de 2000 por um prazo total de 35 anos.

O custo aproximado da construção da UHE Irapé é de R\$ 500 milhões, e deverão ser utilizados somente recursos próprios da Emissora. A construção da UHE Irapé ainda não foi iniciada e o início de seu funcionamento está previsto para abril de 2005. A UHE Irapé terá uma potência instalada de 360 MW, sendo 206,3 MW médios de energia assegurada. A energia elétrica a ser produzida na UHE Irapé será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Hidrelétrica de Porto Estrela

A concessão para exploração do potencial de Porto Estrela, localizado no Rio Santo Antônio, foi adquirida pelo Consórcio da Hidrelétrica de Porto Estrela (“Consórcio Porto Estrela”), composto por (i) 33,3% de participação da Emissora, (ii) 33,3% de participação da CVRD e (iii) 33,3% de participação da COTEMINAS. O contrato de concessão foi firmado com a ANEEL em 10 de julho de 1997 por um prazo total de 35 anos.

O custo aproximado da construção da UHE Porto Estrela é de R\$ 117 milhões, e serão utilizados recursos próprios das consorciadas. A construção da UHE Porto Estrela foi iniciada em julho de 1999 e já entrou em operação pré-comercial em setembro de 2001. A UHE Porto Estrela tem uma potência instalada de 112 MW, sendo 55,8 MW médios de energia assegurada, cabendo à Emissora 18,6 MW médios. A parte da energia elétrica a ser produzida na UHE Porto Estrela que cabe à Emissora será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usinas Hidrelétricas de Capim Branco

Através de sua subsidiária integral Capim Branco Energia S.A., a Emissora participa do Consórcio Capim Branco Energia, constituído em 15 de maio de 2001, com o objetivo de explorar a energia elétrica a ser produzida pelas usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II, localizadas no Rio Araguari, no Triângulo Mineiro. O contrato de concessão foi firmado com a ANEEL em 29 de agosto de 2001 por um prazo total de 35 anos.

A composição do Consórcio Capim Branco Energia é a seguinte (i) 20% pela Emissora, (ii) 46% pela CVRD, (iii) 17% pela Comercial Agrícola Paineiras Ltda., (iv) 12% pela Companhia Mineira de Metais e (v) 5% pela Camargo Corrêa Cimentos S.A. A participação da Emissora no empreendimento se dará através de investimentos, gerência da qualidade na implantação do projeto e por serviços de operação e manutenção das usinas.

O custo aproximado da construção das UHEs Capim Branco I e II é de R\$ 550 milhões, e deverá contar com recursos do BNDES e do mercado doméstico de capitais, que corresponderão a 70% do total a ser investido, mas a Emissora não se beneficiará destes financiamentos, tendo em vista sua forma de participação no empreendimento. A construção das UHEs Capim Branco I e II ainda não foi iniciada e o início do funcionamento está previsto para maio de 2004 e janeiro de 2005, respectivamente. A UHE Capim Branco I terá uma potência instalada de 240 MW, sendo 155 MW médios de energia assegurada, cabendo à Emissora 31 MW médios. A UHE Capim Branco II terá uma potência instalada de 210 MW, sendo 131 MW médios de energia assegurada, cabendo 26,2 MW à Emissora. As partes da energia elétrica a serem produzidas nas UHEs Capim Branco I e II que cabem à Emissora serão destinadas à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim

A Emissora desenvolverá sozinha a construção de uma pequena central hidrelétrica (PCH) no Rio Araguari, no Triângulo Mineiro, através de sua subsidiária integral CEMIG PCH S.A. A Emissora já formalizou à ANEEL a renúncia à concessão e solicitou a autorização para explorar o aproveitamento como PCH.

O custo aproximado da construção da PCH Pai Joaquim é de R\$ 30 milhões, e serão utilizados apenas recursos próprios da Emissora. A construção da PCH Pai Joaquim ainda não foi iniciada e o início de seu funcionamento está previsto para dezembro de 2003. A PCH Pai Joaquim terá uma potência instalada de 23 MW, sendo 13,9 MW médios de energia assegurada. A energia elétrica a ser produzida na PCH Pai Joaquim será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Termelétrica Sulminas

Em 24 de maio de 2000, a Emissora, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, Texaco Brasil S.A. e ABB Alston Power Brasil Ltda. celebraram o “Termo de Compromisso para Implementação da Usina Termelétrica Sulminas”, com a finalidade de regular a participação conjunta na elaboração de estudos para implementação e funcionamento da UTE Sulminas localizada no Município de Três Corações, no Estado de Minas Gerais. Os participantes do projeto celebraram também em 28 de abril de 2000, um memorando de entendimento com a Gasmig, objetivando o fornecimento de gás pela GASPETRO à Usina Termelétrica Sulminas por meio da Gasmig.

A participação prevista quando da constituição do consórcio, é a seguinte: (i) 31% da Emissora; (ii) 29% da Texaco Brasil S.A.; (iii) 20% da Petrobrás; e (iv) 20% da ABB Alston Power Brasil Ltda.

A construção da UTE Sulminas está dentro do programa prioritário do Governo Federal. O custo aproximado da construção da UTE Sulminas é de R\$ 600 milhões, e deverá contar com recursos do BNDES e do mercado doméstico de capitais, que corresponderão a 70% do total a ser investido. A construção da UTE Sulminas ainda não foi iniciada e o início de seu funcionamento está previsto para o final de 2003. A UTE Sulminas terá uma potência instalada de 500 MW, sendo 500 MW médios de energia assegurada, cabendo 155 MW médios à Emissora. A parte da energia elétrica a ser produzida na UTE Sulminas que cabe à Emissora será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

A intenção dos participantes de construir a UTE Sulminas já foi manifestada, no entanto a autorização definitiva para a construção da usina ainda não foi expedida pela ANEEL.

Usina Termelétrica de Ouro Preto

A Emissora desenvolverá sozinha a construção de uma usina termelétrica a gás a ser localizada no Município de Ouro Preto, Estado de Minas Gerais. A autorização para a operação da UTE Ouro Preto ainda não foi outorgada à Emissora pela ANEEL.

O custo aproximado da construção da UTE Ouro Preto é de R\$ 46 milhões, e serão utilizados recursos de financiamentos dos fornecedores da UTE Ouro Preto que corresponderão a 60% do total a ser investido. O financiamento a ser feito pelos fornecedores dos equipamentos e serviços da UTE Ouro Preto é uma exigência do edital de licitação. A construção da UTE Ouro Preto ainda não foi iniciada, apesar de fazer parte do programa prioritário do Governo Federal, e o início de seu funcionamento está previsto para dezembro de 2003. A UTE Ouro Preto terá potência instalada de 24 MW, sendo 22 MW de disponibilidade energética. A energia elétrica a ser produzida na UTE Ouro Preto será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Termelétrica de Barreiro

A Emissora também desenvolverá sozinha a construção de uma usina de cogeração térmica, utilizando gás de alto forno e alcatrão, a ser localizada no Município de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, junto às instalações da Vallourec & Mannesmann Tubes. A autorização para a operação da UTE Barreiro foi solicitada pela Emissora à ANEEL em 7 de agosto de 2001.

O custo aproximado da construção da UTE Barreiro é de R\$ 19 milhões, e serão utilizados recursos de financiamentos dos fornecedores de equipamentos e serviços da UTE Barreiro que corresponderão a 60% do total a ser investido. A construção da UTE Barreiro foi iniciada em agosto de 2001 e o início de seu funcionamento está previsto para dezembro de 2002. A UTE Barreiro terá potência instalada de 12,9 MW, sendo 11,9 MW de disponibilidade energética. A energia elétrica a ser produzida na UTE Barreiro será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Usina Termelétrica de Ipatinga II

A Emissora desenvolverá sozinha a construção de uma usina de co-geração térmica, utilizando gás de alto forno, a ser localizada no Município de Ipatinga, Estado de Minas Gerais, junto às instalações da Usiminas. A autorização para a operação da UTE Ipatinga II ainda não foi outorgada à Emissora pela ANEEL.

O custo aproximado da construção da UTE Ipatinga II é de R\$ 65 milhões e serão utilizados recursos próprios da Emissora e recursos de financiamentos dos fornecedores de equipamentos e serviços da UTE Ipatinga II. A construção da UTE Ipatinga II ainda não foi iniciada e o início de seu funcionamento está previsto para julho de 2003. A UTE Ipatinga II terá potência instalada de 88 MW, sendo 81 MW médios de energia assegurada. A energia elétrica a ser produzida na UTE Ipatinga II será destinada à comercialização, na modalidade de produção independente.

Transmissão

A Emissora realiza também a atividade 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. A Emissora transporta a energia produzida em suas próprias instalações de geração, bem como a energia comprada de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras concessionárias. O sistema de transmissão da Emissora é composto por redes de transmissão com voltagens que variam de 230 kV a 500 kV, que são responsáveis pelo transporte dos grandes blocos de energia desde os grandes centros geradores até os centros consumidores, viabilizando, através das subestações de transmissão espalhadas pelas diversas regiões da Área de Concessão, o atendimento aos sistemas de subtransmissão e distribuição. Em 30 de setembro de 2001, a rede de transmissão da Emissora consistia de 49 linhas de transmissão, sendo 11 linhas de 500 kV com 2.168,4 quilômetros, 21 linhas de 345 kV com 1.924,2 quilômetros e 17 linhas de 230 kV com 737,3 quilômetros, totalizando 4.829,9 quilômetros de linhas de transmissão, bem como de 29 subestações com total de 85 transformadores e capacidade de transformação total de 14.487 MVA.

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 de transmissão de energia elétrica do país (a "Rede Básica"), devem transferir o controle operacional de suas instalações de transmissão ao ONS. A Emissora cumpriu essa exigência ao celebrar um contrato de prestação de serviços de transmissão com o ONS datado de 10 de dezembro de 1999. De acordo com esse contrato, e em contrapartida pelo uso do trecho da Rede Básica, o ONS paga à Emissora quantias anuais fixas que são determinadas pela ANEEL. As tarifas recebidas pela Emissora derivam de pagamentos efetuados ao ONS pelas empresas de distribuição e pelos consumidores que compram energia elétrica fornecida por meio de ligações diretas à Rede Básica. Durante o terceiro trimestre de 2001, e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora recebeu pagamentos de R\$ 114 milhões e de R\$ 139 milhões, respectivamente, do ONS. Por outro lado, como a Emissora é também uma empresa de distribuição e como a Emissora compra eletricidade de Itaipu e de outras companhias elétricas, o uso da rede de transmissão exige o pagamento de tarifas programadas ao ONS. Durante o terceiro trimestre de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora efetuou pagamentos que totalizaram R\$ 205 milhões e R\$ 243 milhões, respectivamente, ao ONS.

A Emissora transmite tanto a energia gerada em suas usinas como a energia comprada de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras fontes. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora possuía 121 clientes industriais aos quais a Emissora fornecia diretamente eletricidade de alta voltagem (pelo menos 69 kV por cliente industrial) por meio das ligações desses clientes com as redes de transmissão da Emissora. Esses clientes industriais responderam por aproximadamente 49% do volume total da eletricidade vendida pela Emissora no primeiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, assim como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. A Emissora também transmite energia a sistemas de distribuição por meio da divisão Sul/Sudeste do Sistema Interligado.

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

Extensão da Rede de Transmissão em Quilômetros

Capacidade da Rede de Transmissão	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
500 kV	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
345 kV	1.887	1.887	1.887	1.887	1.887
230 kV	896	896	896	896	896
Total	4.962	4.962	4.962	4.962	4.962

Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações

	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Número de subestações abaixadoras	29	29	29	29	29
MVA	13.917	13.892	13.917	13.892	13.892

Ampliação de Capacidade de Transmissão

Conforme 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

No início de 2000, a Emissora concorreu à concessão para construção e operação de Itajubá 3, uma subestação abaixadora de transmissão de 500 kV/600 MVA em Minas Gerais. Esse foi o primeiro processo licitatório realizado pela ANEEL que teve por objeto uma subestação de transmissão. A ANEEL outorgou essa concessão à Emissora em junho de 2000. A construção teve início em outubro de 2000, e sua conclusão está programada para fevereiro de 2002. A SE Itajubá 3 terá dois transformadores de 300 MVA, cada qual com capacidade abaixadora de 500-138 kV, e será conectada à Rede Básica por meio de duas redes de transmissão de 500 kV. A Emissora pretende investir até R\$ 75 milhões nesse projeto, com a utilização de recursos através de financiamento do fornecedor de equipamentos e serviços da SE Itajubá 3, correspondente a 38% do custo total do empreendimento.

A SE Itajubá 3 está estrategicamente localizada para reduzir a demanda sobre o sistema de transmissão da região sul de Minas Gerais. A SE Itajubá 3 suprirá a rede de distribuição regional, dobrando a capacidade de transformação abaixadora instalada da região. A capacidade de transformação abaixadora diz respeito à capacidade do transformador de receber eletricidade à certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição. A Emissora espera que a SE Itajubá 3 aumente consideravelmente a eficiência e confiabilidade de seu sistema de transmissão e sua capacidade de atender novos clientes.

Vespasiano 2

A Emissora construirá e operará também outra subestação abaixadora de transmissão de 500 kV/600 MVA, a SE Vespasiano 2, na região metropolitana de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais. Diferentemente do processo da SE Itajubá 3, a Emissora não disputará um processo licitatório, recebendo apenas uma autorização da ANEEL para a implantação do empreendimento.

A construção da SE Vespasiano 2 terá início em outubro de 2001 e sua conclusão está programada para março de 2003. A SE Vespasiano também terá dois transformadores de 300 MVA, cada qual com capacidade abaixadora de 500-130 kV, e será conectada à Rede Básica por meio de duas redes de transmissão de 500 kV. A SE Vespasiano 2 reduzirá a demanda sobre o sistema de transmissão da região metropolitana de Belo Horizonte e aumentará consideravelmente sua eficiência e confiabilidade.

A Emissora pretende investir R\$ 64 milhões nesse projeto e contará com recursos de financiamento do fornecedor de equipamentos e serviços da SE Vespasiano 2, correspondente a 80% do custo total do empreendimento.

A tabela abaixo apresenta dados sobre a capacidade de transformação abaixadora de subestações da Emissora:

Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações

	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Número de subestações	293	291	293	291	289
MVA	7.893,0	7.880,7	7.983,0	7.880,7	7.699,6

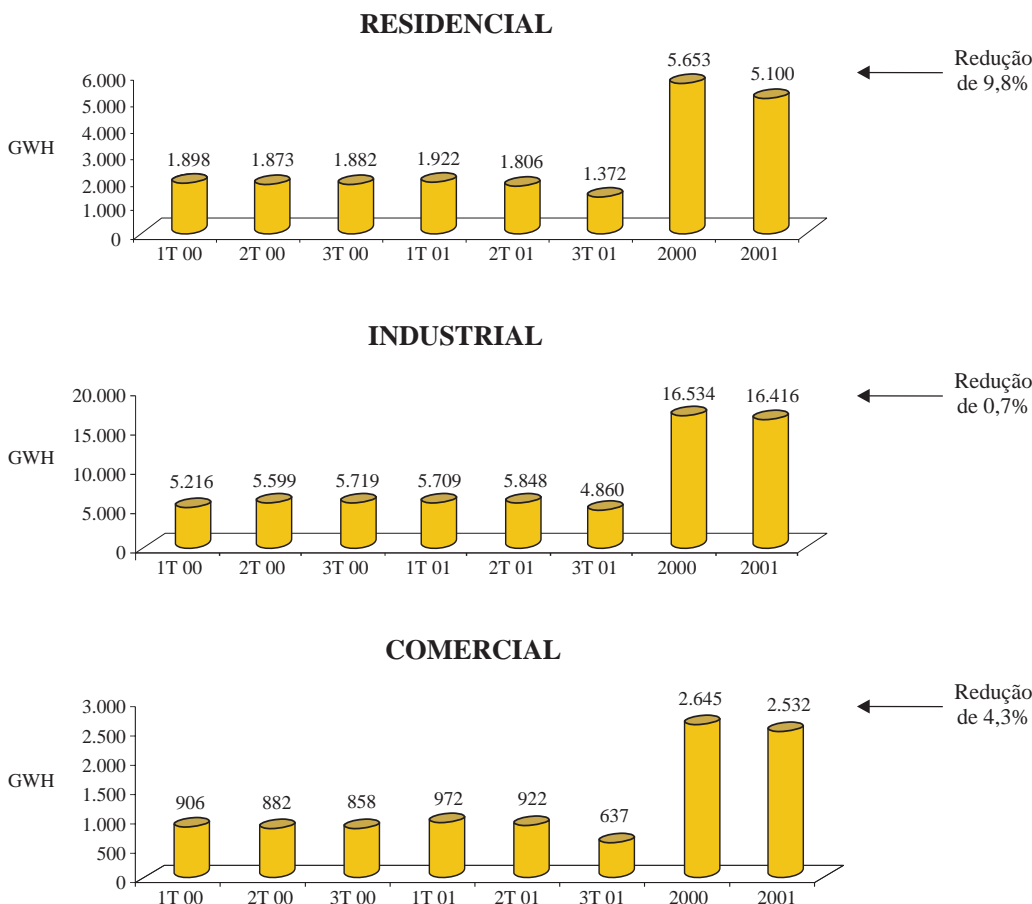
A Emissora acredita que seu sistema de transmissão precisará ser reforçado e ampliado por meio da construção de novas subestações e redes de transmissão dentro dos próximos cinco anos.

Distribuição

As operações de distribuição da Emissora consistem da transferência de eletricidade a partir do sistema de transmissão a subestações de distribuição e a seguir a consumidores finais. A Emissora detém a concessão de distribuição exclusiva no Estado de Minas Gerais para clientes que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade de voltagem abaixo de 69 kV. Da eletricidade fornecida a usuários finais no Estado de Minas Gerais em 30 de setembro de 2001, a Emissora forneceu 60% a clientes industriais, 19% a clientes residenciais, 10% a clientes comerciais e 11% a clientes rurais e outros.

De 1º de janeiro de 1997 a 30 de setembro de 2001, a Emissora investiu aproximadamente R\$1,3 bilhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de seu sistema de distribuição.

Em 30 de setembro de 2001, a Emissora fornecia eletricidade a uma área geográfica que compreende aproximadamente 97% de Minas Gerais, atendendo mais de 5 milhões de clientes, o que corresponde a aproximadamente 99,4% e 77,6% das populações urbanas e rurais de Minas Gerais, respectivamente. O mercado atendido pela Emissora é extremamente atrativo e o número de consumidores tem crescido às taxas médias de 5% a.a., o que representa a ligação de aproximadamente 230.000 novos consumidores a cada ano. No trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora ligou 201.438 e 224.201 clientes novos, respectivamente, à sua rede de distribuição, inclusive clientes ligados como parte dos programas de eletrificação rural e urbana, conforme demonstram os gráficos abaixo:



Em 30 de setembro de 2001, a rede de distribuição da Emissora tinha uma capacidade instalada de 11.393,2 MVA, englobando 499.658 transformadores de distribuição, 293 subestações de distribuição e 1.400 alimentadores, medindo a rede de distribuição, no todo, 318.668 quilômetros, em comparação com 320.132 quilômetros em 30 de setembro de 2000. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora era a maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendidos a usuários finais.



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

(i) esta tabela apresenta a extensão da rede de distribuição da Emissora a partir das estações de transmissão às subestações de distribuição:

Extensão da Rede de Distribuição em Quilômetros

Capacidade da rede de distribuição	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
161 kV	55	48,8	48,8	48,8	48,8
138 kV	10.371	10.388	10.387,7	10.167,6	9.665,3
69 kV	4.729	4.368	4.202,2	4.367,5	4.444,4
34.5 kV + Outras	1.077	1.417	1.394,9	1.416,9	1.459,5
Total	16.232	16.222	16.033,5	16.000,8	15.618

(ii) esta tabela apresenta a extensão da rede de distribuição da Emissora a partir das subestações da distribuição aos consumidores finais:

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

Tipo de redes de distribuição	Em 30 de setembro de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Redes de distribuição urbanas aéreas	54.115	53.488	53.072,7	50.717,6	50.260,6
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	302,4	306,4	306,9	304,9	300,7
Redes de distribuição rurais aéreas	265.704	256.120	258.999,9	247.682,9	235.996,2
Total	320.132	309.915	312.379,5	298.705,4	286.557,5

(iii) esta tabela mostra a participação da Emissora nas vendas de energia elétrica a consumidores, nas datas indicadas, comparativamente às principais distribuidoras de energia no Brasil:

Companhia	31 de dezembro de 2000	
	GWh	%
CEMIG	37.479	12,32
Eletropaulo	37.424	12,30
Light	23.738	7,80
EBE	21.970	7,22
CPFL	20.338	6,69
COPEL	16.640	5,47
CELESC	12.017	3,95
Elektro	11.274	3,71
AES - Sul	7.339	2,41
CERJ	7.150	2,35
ESCELSA	6.449	2,12
CEEE	6.187	2,03
RGE	5.678	1,87
Outros	90.502	29,75
Total	304.194	100,00

Ampliação de Capacidade de Distribuição

O plano de expansão da capacidade de distribuição da Emissora para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Segundo as previsões da Emissora, esse crescimento será aumentado por ligações de novos clientes, aumentos da utilização de eletricidade entre os clientes existentes e necessidades adicionais de distribuição de eletricidade decorrentes dos novos projetos de PIEs. De acordo com a legislação aplicável, os PIEs têm direito de utilizar a rede de distribuição da Emissora mediante pagamento de certas taxas. Nos próximos cinco anos, segundo as previsões da Emissora, serão ligados 745.000 novos clientes urbanos e 185.000 novos clientes rurais. Em decorrência desse crescimento, a Emissora deverá acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média voltagem, 1.700 quilômetros de redes de transmissão e 30 subestações abaixadoras à sua rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede em 1.860 MVA. Nos próximos cinco anos, a Emissora pretende investir aproximadamente R\$ 1,3 bilhão na ampliação de seu sistema de distribuição.

Projetos Relativos à Distribuição

A Emissora adotou um programa de desenvolvimento de eletricidade rural patrocinado pelo Governo Federal chamado Lumiar. O plano da Emissora é utilizar o Lumiar para atingir sua meta de fornecimento de eletricidade a 100% dos consumidores rurais de Minas Gerais até 2003. Para atingir esse objetivo, a Emissora necessitará de recursos da ordem de R\$ 454 milhões, parcialmente providos pelos municípios e consumidores rurais que se beneficiarão do programa. A Emissora participa ainda do projeto Luz Solar, que utiliza energia solar na iluminação de escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não alcançados pelas redes de distribuição e do Programa Luz Real, que pretende ligar 150.000 novos consumidores ao ano até 2003. Os programas de desenvolvimento rural serão financiados, em parte, por programas de crédito criados pelo Governo Federal e pelo Governo Estadual de Minas Gerais.

Compras de Energia Elétrica

Durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora comprou 8.929 GWh e 13.967 GWh de eletricidade, respectivamente, de Itaipu, representando aproximadamente 33% e 37%, respectivamente, da eletricidade vendida pela Emissora a consumidores finais. Ademais, durante os mesmos períodos, a Emissora comprou 11.023 GWh e 2.851 GWh de eletricidade, respectivamente, do Sistema Interligado e de outras concessionárias.

Itaipu

Itaipu é a maior usina hidrelétrica em operação do mundo, com capacidade instalada de 12.600 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% em Itaipu, e os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. O Brasil é obrigado, de acordo com um tratado de 1973 celebrado com o governo do 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.

A Emissora é 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 referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação histórica de mercado nas vendas de eletricidade totais. Atualmente, a Emissora é obrigada a comprar aproximadamente 17% da totalidade da eletricidade comprada pelo Brasil, de Itaipu. Certas concessionárias do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, incluindo a Emissora, são obrigadas 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 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 norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano para o real afetará o custo, em termos reais, da eletricidade que a Emissora é obrigada a comprar de Itaipu. Historicamente, a Emissora tem sido capaz de recuperar o custo dessa eletricidade repassando as tarifas de fornecimento aos consumidores finais. De acordo com o contrato de concessão, os aumentos das tarifas poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL. A descrição do contrato assinado entre a Emissora e Furnas para a compra da energia elétrica de Itaipu encontra-se abaixo.

Contrato de Compra de Energia Elétrica de Itaipu

Em 31 de maio de 1993, a Emissora firmou com Furnas um Contrato de Suprimento e Intercâmbio de Energia Elétrica, Repasse e Transporte da Potência de Itaipu, através do qual Furnas fornecerá energia elétrica por um período de 10 anos à Emissora e repassará e transportará potência de Itaipu por um período de 20 anos. O contrato deverá ser aditado anualmente, sujeito a certas condições, para atualização dos montantes do suprimento de demanda e energia contratadas de Furnas, bem como para a renovação do prazo do suprimento por igual período de 10 anos. Nos termos desse contrato, a Emissora é obrigada a comprar aproximadamente 16,9% da energia elétrica gerada por Itaipu. Como garantia das obrigações assumidas, os valores existentes nas contas correntes bancárias da Emissora serão automaticamente transferidos para a conta corrente de Furnas em caso que inadimplemento, sem prejuízo das penalidades a que a Emissora está sujeita, se atrasar os pagamentos a serem feitos.

Até 30 de setembro de 2001 e no ano encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora pagou R\$ 722.066.690,22 e R\$ 720.275.103,07, respectivamente, a Furnas para o suprimento de energia elétrica e o repasse e transporte de potência de Itaipu.

A Emissora pretende iniciar negociações com Furnas para a celebração de um novo contrato de fornecimento e troca de energia elétrica de acordo com o novo ambiente regulatório do setor de eletricidade brasileiro.

Sistema Interligado

A Emissora também compra eletricidade do Sistema Interligado, uma rede elétrica interligada nacional projetada para otimizar a geração de eletricidade no Brasil. As empresas de geração de eletricidade do Brasil, incluindo a Emissora, são obrigadas a transferir a eletricidade excedente ao Sistema Interligado, onde essa eletricidade excedente fica disponível para compra por parte de outras empresas elétricas. O cedente recebe um pagamento em reais pela eletricidade transferida a uma taxa que reflete apenas o custo operacional correspondente à eletricidade, excluindo o lucro ou retorno sobre o investimento.

Em agosto de 1998, a ANEEL emitiu uma deliberação instituindo um sistema por meio do qual a compra e venda de energia pelos distribuidores no atacado seriam regidas por contratos de fornecimento inicial. Esses contratos de fornecimento inicial são negociados a tarifas e volumes predeterminados aprovados pela ANEEL, que estabeleceu os volumes e voltagens a serem fornecidos nos termos de contratos de fornecimento inicial em 2000 e 2001. De 2003 a 2005, a eletricidade a ser objeto de contratos de fornecimento inicial aprovados pela ANEEL será reduzida a cada ano em 25% da eletricidade compromissada para 2002, dessa forma introduzindo gradualmente a concorrência no setor. Subseqüentemente a 2005, as empresas de geração e as empresas de distribuição ficarão livres para negociar novos contratos de compra e venda a preços de mercado não regulamentados para substituir os volumes não contratados. De acordo com alterações da regulamentação brasileira de eletricidade, a negociação desses contratos, bem como a venda de eletricidade no mercado à vista acabará por ser efetuada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica. As partes negociarão livremente os preços de contratos de longo prazo, ao passo que os preços do mercado à vista serão definidos pelo mercado.

Fornecimento de Energia Elétrica

A Emissora assinou diversos contratos de fornecimento de energia elétrica a grandes consumidores, que são grandes indústrias presentes na Área de Concessão, tais como Petrobras, Companhia Vale do Rio Doce, Belgo Mineira Bekaert, Cia. Siderúrgica Mannesmann, Cimento Mauá, Air Liquide do Brasil S.A., Souza Cruz S.A., Mineração Serra Fortaleza, dentre outras. Nos termos desses contratos, os consumidores emprestam recursos à Emissora para que esta realize as obras necessárias para o fornecimento de energia elétrica. A Emissora pagará o empréstimo dividido em parcelas que variam de acordo com cada contrato, e sobre o valor principal emprestado incidirá juros de 6% a.a. O valor total do saldo devedor de todos os contratos de fornecimento de energia elétrica a grandes consumidores em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 9.926.000,00.

Perdas de Energia

Os resultados financeiros da Emissora são afetados por perdas de energia elétrica, uma vez que essa energia poderia de outra forma ter sido distribuída a consumidores finais ou outras concessionárias. As perdas de energia estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas comerciais.

As perdas técnicas representam 97% das perdas de energia da Emissora. Essas perdas são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação e transporte da energia elétrica através de 4.829,9 quilômetros de linhas de transmissão e 318.433 quilômetros de linhas de distribuição operadas pela Emissora. Considerando a extensão do Sistema Elétrico da Emissora, as perdas podem ser consideradas dentro de padrões aceitáveis.

As perdas técnicas da Emissora aumentaram tanto em 1999 como em 2000. O registro desses aumentos resultou em parte das alterações na metodologia de 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 desde as empresas de geração até as empresas de transmissão e distribuição. Conseqüentemente, as perdas de energia relativas ao transporte de energia gerada por Itaipu e da energia transferida entre concessionárias para atender às exigências de curto prazo são agora distribuídas proporcionalmente entre empresas de distribuição de eletricidade, incluindo a Emissora. A Emissora apresentou níveis de perdas de 7,26%, 7,97% e 8,35% do volume total de energia despachada, nos anos de 1998, 1999 e 2000, respectivamente.

Para minimizar essas perdas de energia, a Emissora realizou avaliações rigorosas e regulares sobre a qualidade de seu fornecimento de energia. Os sistemas de transmissão e distribuição da Emissora são atualizados rotineiramente para manter os padrões de qualidade e credibilidade, e, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, a Emissora opera seus sistemas de transmissão e distribuição em níveis específicos de voltagem com o objetivo de minimizar essas perdas.

As perdas comerciais representam 3% das perdas de energia remanescentes, que resultam de fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. As perdas comerciais representaram 0,3% da eletricidade vendida durante 2000. Para minimizar as perdas comerciais, a Emissora toma regularmente medidas preventivas, incluindo:

- inspeção de equipamentos de medição e conexões dos clientes;
- modernização do laboratório de medição e aferição com certificação ISO 9002 desde 1998;
- treinamento constante das equipes de inspeção e de instalação dos equipamentos de medição;
- melhoria de eficiência do sistema de leitura e implementação de sistemas de automação de leitura e processos comerciais;
- normatização dos procedimentos para instalação e inspeção de equipamentos de medição e de instalações de clientes;
- instalação de equipamentos de medição com garantia de controle de qualidade pelos fornecedores;
- atualização constante da base de dados de clientes; e
- desenvolvimento de padrões de redes e baixo custo mais seguras no tocante a desvio de energia, para o atendimento de favelas e de redes antifurto.

Além disso, a Emissora desenvolve um novo programa voltado para auxiliar a detectar e medir perdas controláveis em todas as partes de seu sistema de distribuição, a partir da subestação de transmissão até o consumidor final. A Emissora pretende que esse programa seja implementado até 2003.

Subsidiárias Operacionais

Segue breve descrição das Subsidiárias Operacionais da Emissora que atuam na geração de energia elétrica. Todas são subsidiárias integrais da Emissora.

Usina Térmica de Ipatinga S.A.

Trata-se de uma Sociedade de Propósito Específico - SPE, cujo objeto é a produção e comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica através da Usina de Ipatinga, localizada nas instalações da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - Usiminas.

A Emissora opera 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 Usiminas localizada no leste de Minas Gerais. A Emissora adquiriu Ipatinga da Usiminas como pagamento de dívidas pendentes relativas a fornecimento de eletricidade pelo valor de R\$ 90 milhões. Foi assinado 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.

O objetivo desta hidrelétrica é a produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais.

A Emissora constituiu sua subsidiária Sá Carvalho para operar e deter a concessão relativa à usina hidrelétrica Sá Carvalho, adquirida da Acesita, por R\$ 67 milhões em 2000. Os recursos foram providos pela emissão de debêntures por um trust especial, recursos esses que a Emissora está obrigada a amortizar. A Emissora planeja amortizar essas debêntures mediante a utilização do produto decorrente de um contrato de compra e venda de energia celebrado com a Acesita em 2000. Para maiores detalhes, vide Capítulo XIII - Operações com Partes Relacionadas, deste Prospecto.

Usina Termelétrica Barreiro S.A.

O Objeto desta subsidiária integral da Emissora é a produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, através da Central Termelétrica denominada Usina Termelétrica Barreiro (“UTE Barreiro”), movida a gás de alto forno e alcatrão vegetal, que serão fornecidos pela Vallourec & Mannesmann Tubes - V&M S.A. A UTE Barreiro está em fase de construção.

A usina de Barreiro ficará localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann, no bairro de Barreiro no Município de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais. A Emissora é responsável pela implementação, construção, operação e manutenção da usina. Até 30 de setembro de 2001, foram investidos R\$ 0,2 milhão no projeto. A Vallourec & Mannesmann fornecerá as instalações, o combustível e assinará contrato de compra e venda de energia com o fim de assegurar à Emissora retorno garantido do investimento. O início da geração está programado para dezembro de 2002.

CEMIG Capim Branco Energia S.A.

O objetivo desta hidrelétrica é a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, e a participação em outras sociedades ou consórcios que tenham por finalidade a produção e comercialização de energia elétrica, majoritária ou minoritariamente, em especial o Consórcio Capim Branco Energia, constituído para exploração do Contrato de Concessão dos Aproveitamentos Hidrelétricos Capim Branco I e Capim Branco II. O Consórcio Capim Branco Energia deverá promover a construção das Usinas Hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II. As referidas usinas hidrelétricas encontram-se em fase de construção.

Em parceria com a CVRD, Comercial Agrícola Paineiras, Camargo Corrêa Cimento e a Companhia Mineira de Metais, a Emissora obteve em leilão o direito de desenvolver o Complexo Energético Capim Branco, que consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidades instaladas de 155 MW e 210 MW, respectivamente. Essas usinas elétricas serão construídas no Rio Araguari, na região oeste do Estado de Minas Gerais. Até 30 de setembro de 2001, a Emissora investiu R\$ 11,1 milhões em estudos de viabilidade relacionados a esses projetos. O investimento realizado, bem como a gerência da qualidade da obra e os serviços de operação e manutenção constituirão o aporte de recursos da Emissora no Projeto.

Horizontes Energia S.A.

Trata-se de subsidiária da Emissora anteriormente denominada Veredas Energética S.A. Seu objeto social é a geração e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, mediante a exploração das Usinas Machado Mineiro, Salto de Paraopeba, Salto Voltão, Salto do Passo Velho e outros empreendimentos de geração que venham a ser adquiridos ou construídos com a participação da Emissora.

Outras Atividades

Embora o principal negócio da Emissora consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a Emissora atua também no negócio de distribuição de gás natural em Minas Gerais por intermédio da Gasmig, uma subsidiária integral consolidada. Ademais, a Emissora detém participação de aproximadamente 49% na Infovias, companhia criada para prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalada ao longo de sua rede de transmissão e distribuição, por meio das quais os serviços de telecomunicações, Internet e televisão a cabo podem ser prestados. A Emissora realiza, ademais, atividades de consultoria internacional e possui como clientes várias companhias elétricas em países estrangeiros.

Distribuição de Gás Natural

A Gasmig foi constituída em 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural no Estado de Minas Gerais. A Emissora detém aproximadamente 95% da Gasmig. As ações restantes são detidas pela Minas Gerais Participações Ltda. (“MGI”), o órgão de investimentos do Governo Estadual de Minas Gerais, e pela Prefeitura Municipal de Belo Horizonte.

Em janeiro de 1993, o Governo Estadual de Minas Gerais outorgou à Gasmig a concessão de distribuição exclusiva de gás em todo Estado de Minas Gerais e a todos os tipos de consumidores, durante 30 anos. 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 (“MCD”), a 60 clientes industriais. A Gasmig também fornece gás natural a onze postos de gás natural automotivo em Minas Gerais e pretende fornecer gás natural a usinas de geração de eletricidade até o final de 2001. Durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

O Estado de Minas Gerais responde por aproximadamente 17% do consumo de eletricidade total do Brasil. Muitas indústrias com alto consumo de energia elétrica, como as de cimento, siderurgia, ferroligas e metalurgia operam no estado. A Emissora estima 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. A Emissora espera, além disso, o crescimento da demanda fora do Estado de Minas Gerais. Além disso, 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 melhor atendimento da demanda. A principal estratégia 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 clientes de outras áreas do Estado de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas.

Para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Gasmig apresentou receita total de R\$69,3 milhões e R\$79,2 milhões, respectivamente, e lucro líquido depois de impostos de R\$7,9 milhões e R\$3,9 milhões, respectivamente.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, a Emissora constituiu a Infovias, um empreendimento conjunto com a AES Força e Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. A Emissora detém 49% do capital total da Infovias e a AES Força e Empreendimentos Ltda. possui aproximadamente 50%. O clube de investimentos dos funcionários da Emissora e outros acionistas detêm a participação remanescente na Infovias. A Infovias foi criada com a finalidade de fornecer uma rede de cabos de fibras ópticas e coaxiais instalada ao longo das redes de transmissão e distribuição de eletricidade da Emissora, por meio da qual podem ser prestados serviços de telecomunicações, Internet e de televisão a cabo. A Emissora aluga à Infovias essas redes de transmissão e distribuição de acordo com um contrato de locação de 15 anos celebrado em 31 de março de 2000. A legislação de telecomunicações brasileira exige também que a infra-estrutura de rede seja colocada à disposição de outros fornecedores de serviços de telecomunicações interessados em alugá-la.

A Infovias iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Desde então, 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 Way Brasil, uma das detentoras da concessão para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet a consumidores finais no Estado de Minas Gerais. Nos termos desse contrato, a Way Brasil deverá pagar à Infovias uma porcentagem de suas receitas em troca do serviço. A Infovias atualmente presta serviços a cerca de 5.000 de clientes nos termos de mencionado contrato.

A Infovias também presta para a Emissora serviços de transmissão de dados intra-empresa. A Emissora utiliza esse serviço para comunicações internas e também para certas comunicações com seus clientes. Ademais, a Infovias planeja passar a prestar serviços de telefonia de longa distância em 2002.

Durante os primeiros nove meses de 2001, a Infovias apresentou uma receita de R\$ 0,5 milhão. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Receita da Infovias foi de R\$ 0,3 milhão.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

A Emissora presta, ainda, 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 desenvolvidas pela Emissora por meio de suas operações. No decorrer dos últimos oito anos, a Emissora presta esse tipo de serviço a órgãos e empresas governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras e El Salvador e para o Governo do Panamá.

Investimentos

Historicamente, o setor de energia vem se destacando pelo elevado volume de investimentos, ainda insuficientes para o atendimento da demanda.

Dentro desse contexto, a Emissora necessita de pesados investimentos, não só para melhoria de eficiência do sistema atual, de forma a evitar os riscos de cortes de energia, sobrecargas do sistema e exaustão dos equipamentos e modernização das usinas, como também para atender a novos consumidores, eliminar passivos ambientais e atender eventuais exigências da ANEEL.

O plano de investimento de capital da Emissora apresentado à ANEEL prevê o aumento da capacidade de geração das instalações hidrelétricas em 1.560 MW durante os próximos sete anos, por meio da construção de novas usinas elétricas e da ampliação das usinas existentes. Os novos projetos de geração têm períodos de concessão de 35 anos, contados a partir da data do contrato de concessão, conforme descrito acima.

Como uma sociedade de economia mista, a Emissora enfrenta, atualmente, limitações em sua capacidade de obtenção de financiamentos, estando sujeita a restrições quanto à sua capacidade de celebrar certas transações financeiras internacionais nos termos das leis e regulamentos em vigor no Brasil. Como por exemplo, deve obter a aprovação prévia do Ministério da Fazenda brasileiro e Banco Central para operações tais como emissões de títulos, empréstimos ou financiamentos à exportação quando tais transações envolvem a realização de pagamentos mediante a compra de moeda estrangeira no Brasil para remessa ao exterior. A Emissora enfrenta, também, restrições quanto à sua 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. As restrições mencionadas neste parágrafo não impediram a obtenção de financiamento, embora não se possa garantir que a capacidade da Emissora de obter financiamento não será obstada por futuras restrições. Se for incapaz de levantar o capital suficiente mediante mercados domésticos ou deixar de obter a aprovação necessária para obter fundos suficientes no mercado internacional, a Emissora poderá enfrentar fluxos de caixa insuficientes para atender os dispêndios estimados de capital, fazendo com que seus resultados financeiros sejam prejudicados.

A Emissora planeja investir R\$3,9 bilhões em 5 anos. Em 2000 a Emissora investiu R\$549,2 milhões e até 30 de setembro de 2001 a Emissora havia investido R\$415,3 milhões. O quadro a seguir discrimina os investimentos planejados pela Emissora em 2001 e para os próximos 4 anos:

<u>Investimentos (R\$ milhões)</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Geração	196,2	279,0	201,3	91,2	13,8
Transmissão	89,1	71,1	96,6	104,2	94,9
Subtransmissão	67,7	86,2	130,9	121,9	126,7
Distribuição	355,3	357,1	354,9	321,0	292,4
Outros	42,2	133,1	64,7	87,9	90,5
Total	750,5	926,5	848,4	726,2	618,2

Fonte: CEMIG

Para informações adicionais, vide os itens “Geração - Projetos Relativos à Geração”; “Transmissão - Ampliação da Capacidade de Transmissão”; “Distribuição - Projetos Relativos à Distribuição” e “Ampliação da Capacidade de Distribuição” deste Capítulo.

A Emissora não tem como assegurar que o plano de investimentos será implementado conforme acima descrito ou que os recursos para os investimentos estarão disponíveis quando necessários. Desta forma, este plano de investimentos poderá sofrer mudanças ao longo de sua implementação.

Desempenho do Sistema

Durante o ano de 2000, o valor DEC (duração média das interrupções, medido em horas por consumidor por ano) foi de 10 horas e 2 minutos, e o valor FEC (frequência das interrupções, medido em número de interrupções por consumidor por ano) foi de 6,60. Para o terceiro trimestre de 2001, o DEC da Emissora foi de 7,70 e o FEC de 4,76. A tabela abaixo mostra a duração e a frequência das interrupções na rede de distribuição da Emissora para os períodos indicados:

Indicadores	Situação em 31 de Dez		Situação em 30 de Set	
	1999	2000	2000	2001
Duração das Interrupções ⁽¹⁾	10,01	10,02	6,65	7,7
Frequência das Interrupções ⁽²⁾	6,98	6,60	4,43	4,76

Fonte: CEMIG

(1) Em horas por consumidor por ano.

(2) Em número de interrupções por consumidor por ano.

Análise de Demanda

A tabela abaixo estabelece o número de GWh consumido por cada classe de consumidor da Emissora e o faturamento proveniente destas demandas para os anos de 2000 e 1999.

Classe de renda	Consumidores		MWh		R\$ mil	
	2000	1999	2000	1999	2000	1999
Residencial	4.248.144	4.060.681	7.575.759	7.448.055	1.630.264	1.340.250
Industrial	64.313	62.304	22.219.434	20.805.203	1.663.715	1.384.777
Comercial	476.500	458.600	3.584.067	3.333.680	634.137	519.274
Rural	300.329	285.536	1.676.299	1.632.996	190.641	162.983
Poder público	41.421	39.618	543.575	517.953	91.114	75.984
Iluminação pública	2.993	3.065	947.265	924.011	104.724	89.735
Serviço público	6.128	5.748	934.242	916.487	95.188	83.244
Próprio	1.456	1.533	61.426	60.645	-	-
Não faturado	-	-	-	-	66.249	21.392
Concessionária	11	10	4.937.046	3.707.975	145.292	63.315
Total	5.141.295	4.917.085	42.479.113	39.347.005	4.621.324	3.740.954

Durante o período de 1995 a 2000, o consumo total de eletricidade pelos consumidores da Emissora aumentou anualmente. O consumo de energia elétrica da Emissora aumentou a uma taxa de 8,7% em 1995, 4,5% em 1996, 3,1% em 1997, 3,2% em 1998 e (1,45) em 1999 (incluindo consumo próprio). Em 2000, as vendas para consumidores residenciais, comerciais e industriais variaram em 1,7%, 7,5% e 6,8%, respectivamente, comparados com 1999, totalizando um crescimento total de 5,3%. Para os últimos 12 meses, o setor industrial cresceu 3,83%, o comercial 6,01% e o residencial 1,15%.

Em 2000, a Emissora observou um consumo crescente de eletricidade em todas as classes de consumo e em especial nos setores industrial e comercial, e um consumo menor no setor residencial, totalizando 1,7 % de crescimento. Esse padrão de consumo é explicado em grande parte, à baixa incorporação de aparelhos eletrodomésticos em residências, queda do poder aquisitivo, elevação de tarifas públicas e combustíveis e a migração de consumidores das faixas mais elevadas de consumo para as faixas imediatamente inferiores.

No que se refere ao consumo de energia elétrica das indústrias, o seu comportamento refletiu os seguintes fatos: no caso das grandes indústrias, o crescimento de 6,2% no ano, deveu-se, basicamente, ao desempenho da indústria mineira que cresceu 6,9% em 2000, comparados com a média nacional de 6,5% no mesmo ano. Os setores mais representativos da indústria mineira registraram os seguintes crescimentos: automobilística - 13%; metalurgia - 10,7%; indústria extrativa - 8,7%; têxtil - 8,3% e alimentícia - 8%. As micros e pequenas empresas também acompanharam a tendência de crescimento das grandes e médias indústrias, registrando aumento de consumo de energia elétrica no ano 2000 de 9,3%, e participação de 21% no mercado industrial da Emissora.

Efeitos do Racionamento

Como o parque gerador da Emissora é predominantemente hidráulico, a geração de energia elétrica depende fortemente das precipitações chuvosas que se transformam em vazões afluentes às suas usinas. Devido às baixas incidências de chuvas na última estação e em função da situação atípica de racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, as projeções indicam uma diminuição nas receitas e no crescimento da Emissora e uma geração total para este ano 60% inferior da geração no ano de 2000. A princípio, o racionamento de energia deverá durar até o primeiro trimestre de 2002. Entretanto, as medidas de conservação de energia adotadas durante o racionamento deverão ter impacto permanente, reduzindo o consumo do mercado.

A Emissora implantou, em 21 de maio de 2001, o Disque Racionamento, para atender exclusivamente à demanda de informações e serviços relativos ao racionamento de energia. Desde sua implantação, o serviço atendeu 1.100.000 chamadas.

Ademais, a Emissora criou a Bolsa de Energia de Minas Gerais em parceria com a Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais de Minas Gerais ("Fiemg") para comercialização do direito de uso de meta de racionamento. As operações na Bolsa de Energia de Minas Gerais são realizadas através da Internet com um modelo de venda por leilões e apenas consumidores do Grupo A (com demanda maior ou igual a 2,5 MW) e Grupo B (filiação à Fiemg) podem participar. A Emissora criou também o Balcão Mineiro de Energia em parceria com a Fiemg, Clube de Diretores Lojistas - CDL, Federação do Comércio de Minas Gerais - Fcemg e Federação das Associações Comerciais, Industriais, Agropecuárias e de Serviços do Estado de Minas Gerais - Federaminas, para comercialização do direito de uso de meta. As operações no Balcão Mineiro de Energia são realizadas através de atendimento telefônico com preço fixo por kWh e apenas consumidores comerciais e industriais do Grupo B podem participar.

Concessões

Nos termos da Constituição Federal, as 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.

Nos termos da Lei de Concessões, as concessões detidas pela Emissora poderão ser renovadas sem necessidade de processo de licitação, por prazos adicionais de 20 anos mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido os padrões mínimos de desempenho e sua proposta seja aceitável ao Governo Federal. Ainda de acordo com a Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão detida anteriormente pela Emissora para instalação de uma usina de geração de energia elétrica, cuja construção não fora ainda iniciada. Além disso, em conformidade com a legislação aplicável, a Emissora solicitou a prorrogação de certas concessões que estavam vencidas, tendo sido essa solicitação recentemente atendida. No futuro, a Emissora pretende requerer, dentro do prazo legal de seis meses anteriormente à data de expiração, a prorrogação de qualquer concessão que estiver prestes a expirar. É possível também que vários clientes industriais de grande porte da Emissora 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 aos clientes industriais de grande porte poderia prejudicar os resultados das operações da Emissora. Segue abaixo descrição dos Contratos de Concessão da Emissora.

Em todos os casos, a União delega ao Governo Estadual de Minas Gerais competência para atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações operados pela Emissora. Além disso, o Governo Estadual de Minas Gerais e a Southern obrigam-se a não ceder ou alienar de qualquer forma as ações que fazem parte do grupo de controle sem a prévia anuência da União.

Ainda, a União poderá intervir na concessão da Emissora a qualquer tempo, para assegurar a regularidade da prestação dos serviços de geração de energia elétrica e o devido cumprimento do contrato. As concessões objeto do contrato extinguirão-se (i) pelo advento do termo final do contrato; (ii) pela encampação dos serviços; (iii) pela caducidade; (iv) pela rescisão; (v) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e (vi) em caso de falência ou extinção da Emissora. Após a extinção da concessão, todos os bens vinculados ao serviço prestado serão revertidos à União.

Contratos de Concessão

Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica

A Emissora firmou, em 10 de julho de 1997, um contrato com a União, com a interveniência do Governo Estadual de Minas Gerais e da Southern, com o objetivo de regular as concessões do serviço de geração de energia elétrica de que a Emissora é titular para determinadas centrais geradoras ali relacionadas, incluindo as instalações de transmissão associadas e futuras ampliações ou modificações nas instalações existentes. O contrato estabelece que a Emissora terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, funcionários e tecnologia. A Emissora deverá obedecer aos critérios técnicos do GCPS e aos requisitos de operação estabelecidos pelo GCOI, obrigando-se a adotar a tecnologia adequada e a empregar equipamentos e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência e segurança, bem como a observância dos princípios da generalidade e cortesia no atendimento aos usuários e a modicidade das tarifas.

O contrato estabelece ainda as diferentes datas de vencimento dos prazos de concessão de cada uma das usinas de geração da Emissora, que são prorrogáveis pela União, mediante requisição da Emissora, por um período de até 20 anos. O contrato especifica também como as tarifas serão cobradas dos consumidores pelos serviços prestados pela Emissora, bem como a fórmula pela qual as tarifas deverão ser anualmente reajustadas. A Emissora também deverá celebrar contratos específicos para o suprimento de energia elétrica. O contrato concede à Emissora acesso livre a propriedades de domínio público, direito de passagem, e o direito de promover desapropriações e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e de utilizar os sistemas de transmissão e distribuição existentes, para que a Emissora possa distribuir a energia produzida em suas usinas de geração, podendo inclusive oferecê-los em garantia. Por outro lado, a Emissora, dentre outras obrigações, deverá manter um nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência e segurança e a Emissora deverá destacar recursos para o pagamento (i) de sua quota anual da Reserva Global de Reversão (“RGR”); (ii) da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos; (iii) de quotas mensais da Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”); e (iv) dos valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos.

O contrato determina que o DNAEE (ou uma agência substituta - atualmente a ANEEL), supervisionará a Emissora na prestação de serviços de geração de energia elétrica e estabelece penalidades no valor máximo de 0,1% do faturamento anual da Emissora no caso de não cumprimento de certas condições. Como parte desse contrato, a Emissora é uma prestadora de serviços de utilidade pública e deverá receber autorização da União caso pretenda exercer outra atividade empresarial, e desde que as receitas auferidas com outra atividade empresarial sejam contabilizadas em separado e sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de geração de energia elétrica.

Contrato de Concessão para Serviço de Transmissão de Energia Elétrica

Em 10 de julho de 1997, a Emissora firmou um contrato com a União, com a interveniência do Governo Estadual de Minas Gerais e da Southern, com o objetivo de regular a exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica de que a Emissora é titular através das instalações de transmissão ali relacionadas sob sua responsabilidade, classificadas como integrantes da Rede Básica, incluindo futuras ampliações ou modificações nas instalações de transmissão existentes. Cada uma das instalações de transmissão relacionadas no contrato constitui uma concessão individualizada. O contrato estabelece que o prazo das concessões é 8 de julho de 2015, podendo ser prorrogado pelo Governo Federal por um período adicional de 20 anos, mediante requisição da Emissora.

Nos termos do contrato, a Emissora deverá adotar tecnologia, equipamentos e instalações adequados, bem como métodos operativos que seguirão as normas e programação do GCOI, de forma a assegurar a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros, devendo inclusive firmar um contrato operativo com o GCOI concordando com determinadas condições. Além disso, a Emissora obriga-se a manter, ou melhorar, os níveis de qualidade da transmissão de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação aplicável, devendo estabelecer as modificações e ampliações que se tornarem necessárias para garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado, visando a adequada prestação do serviço, e implementar medidas de combate ao desperdício de energia. A Emissora deverá também celebrar um contrato de serviços de transmissão com o ONS, através do qual a Emissora deverá deixar suas instalações de serviços de transmissão disponíveis para o sistema de interconexão de energia.

O contrato também estabelece as tarifas que poderão ser cobradas pela Emissora, dos consumidores, pela prestação do serviço. O contrato concede à Emissora acesso livre a propriedades de domínio público, direito de passagem, e o direito de promover desapropriações e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública para que possa prestar adequadamente o serviço de transmissão de energia elétrica, podendo inclusive oferecê-los em garantia. O contrato determina ainda que o DNAEE (ou uma agência substituta - atualmente a ANEEL), supervisionará a Emissora na prestação de serviços de transmissão de energia elétrica e estabelece penalidades no valor máximo de 0,1% do faturamento anual da Emissora no caso de não cumprimento de certas condições.

Ainda nos termos do contrato, a exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica regulada pelo contrato deverá ser realizada prioritariamente, como função de utilidade pública, podendo a Emissora, entretanto, comercializar a transmissão de sinais (dados e voz) pelo compartilhamento de sistemas de comunicação associado ao serviço de transmissão, bem como ao uso de alternativas não convencionais de atendimento a pequenas cargas ao longo dos sistemas de transmissão. Nesses casos, as receitas auferidas deverão ser contabilizadas em separado e ser parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas de transporte de energia elétrica.

Contratos de Concessão de Serviço Público para a Distribuição de Energia Elétrica

A Emissora firmou, em 10 de julho de 1997, quatro contratos com a União, com a interveniência do Governo Estadual de Minas Gerais e da Southern, com o objetivo de regular a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica de que a Emissora é titular em cada uma das quatro principais regiões geográficas da Área de Concessão, incluindo as instalações de transmissão não classificadas como Rede Básica e que não estejam associadas às concessões de geração. As concessões reguladas pelos contratos não conferem à Emissora direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica, porém a Emissora é obrigada a atender a todos os consumidores localizados na Área de Concessão, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais. O contrato estabelece que o prazo das concessões é 18 de fevereiro de 2016, podendo ser prorrogados pelo Governo Federal por um período adicional de 20 anos, mediante requisição da Emissora.

A Emissora, dentre outras obrigações, deverá manter um nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e cortesia na prestação de seus serviços e deverá satisfazer a demanda do mercado de energia elétrica. Caso haja inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica, bem como violação dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento ou outros aspectos estabelecidos em regulamentos específicos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a Emissora estará sujeita a multas pecuniárias. A Emissora obriga-se também a estabelecer novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica. Adicionalmente, a Emissora deverá implementar medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia, devendo elaborar, para cada ano subsequente, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica que contemple a aplicação de recursos.

Os contratos estabelecem também as tarifas que deverão ser cobradas dos consumidores pelos serviços prestados pela Emissora, bem como a fórmula pela qual as tarifas deverão ser anualmente reajustadas. Os contratos concedem à Emissora acesso livre a propriedades de domínio público, direito de passagem, e o direito de promover desapropriações e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública para que possa prestar adequadamente os serviços de distribuição de energia elétrica, podendo inclusive oferecê-los em garantia.

Os contratos determinam ainda que o DNAEE (ou uma agência substituta - atualmente a ANEEL), supervisionará a Emissora na prestação de serviços de transmissão de energia elétrica e estabelece penalidades no valor máximo de 0,1% do faturamento anual da Emissora no caso de não cumprimento de certas condições. Como parte desses contratos, a Emissora é uma prestadora de serviços de utilidade pública e deverá receber autorização da União caso pretenda exercer outra atividade empresarial, e desde que as receitas auferidas com outra atividade empresarial sejam contabilizadas em separado e sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de distribuição de energia elétrica.

Nos termos dos contratos, os serviços de distribuição de energia elétrica poderão ser interrompidos em situação de emergência ou após o prévio aviso por motivo de ordem técnica ou falta de pagamento. Além disso, a Emissora poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua Área de Concessão, mediante condições previamente ajustadas com o concessionário local. Os contratos estipulam ainda os direitos dos consumidores, as condições dos contratos de fornecimento de energia elétrica entre a Emissora e os usuários finais e a obrigatoriedade de a Emissora manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores, devendo a Emissora ainda organizar e manter um Conselho de Consumidores.

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 elétrica e condições de mercado. Cada contrato de concessão das companhias 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 hidrelétricos e custos de transmissão. As tarifas também são analisadas a cada cinco anos de acordo com o fator de produtividade. A ANEEL editou também 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 dos sistemas interligados são revistas anualmente de acordo com a inflação.

Os clientes são classificados de acordo com o nível de tensão em que a energia é fornecida e, na baixa tensão, em subgrupos de acordo com classes de atendimento. Os clientes da baixa tensão tendem a ter preços maiores do que os da alta tensão, em conformidade com seus custos de fornecimento. Há clientes subsidiados por outros, como os clientes residenciais de baixa renda e consumidores rurais.

Os clientes residenciais de baixa renda estão atualmente definidos como sendo clientes residenciais monofásicos com uma média de consumo inferior a 160 kWh por mês, que vivem em moradias simples (tipo popular), com até 40 metros quadrados, geralmente localizadas em regiões populares, sendo que, se o mesmo ultrapassar o citado limite de consumo mais de quatro vezes no ano, é retirado do cadastro de baixa renda, passando a ser faturado com tarifa normal.

Os clientes industriais, atendidos nas tensões de A1, A2 e A3, são geralmente consumidores com contratos de grande volume e geralmente com pequena variação sazonal de demanda.

A tabela a seguir demonstra a média de tarifas por classe de consumidor em setembro de 2000, comparados com as tarifas médias em dezembro de 1999 e 1998:

Média de Tarifas da Emissora (R\$ / MWh)

	<u>2000</u>	<u>2001</u>
Residencial	154,15	177,22
Comercial	145,44	159,98
Industrial	61,22	66,32
Rural	92,99	103,64
Iluminação Pública	90,67	100,25
Poder Público	143,99	158,29
Serviço Público	83,05	90,52
Consumo Próprio	141,30	156,11
Suprimento a outros concessionários	57,58	54,77
Média Ponderada	91,46	101,28

Os subgrupos tarifários são definidos em função da tensão e no caso de clientes atendidos em baixa tensão também em função da classe de consumo. Com referência ao fator tensão os subgrupos dividem-se em alta, média e baixa tensão. Os subgrupos tarifários classificados como alta tensão são os seguintes:

- A1 – clientes atendidos na tensão de 230 kV,
- A2 – clientes atendidos em tensões entre 88 e 138 kV;
- A3 – clientes atendidos na tensão de 69 kV; e

- A3A – clientes atendidos em tensões entre 30 e 44 kV, basicamente a tensão de 34,5 kV (não há clientes deste subgrupo na Emissora).

Na baixa tensão (tensões inferiores a 2,3 kV) os subgrupos tarifários estão classificados conforme as classes de consumo, quais sejam:

- B1 – classe residencial;
- B1BR – uma subclasse da classe B1, específica a clientes baixa renda, cujas tarifas têm descontos por faixa de consumo e progressivos;
- B2 – classe de consumidores rurais com descontos para irrigantes e cooperativas;
- B3 – demais classes, onde as mais representativas são as classes comercial e industrial; e
- B4 – subgrupo referente aos consumos da iluminação pública.

Além da diferenciação das tarifas em subgrupos tarifários há modalidades tarifárias distintas na alta e média tensão. As atualmente em vigência são as seguintes: (i) tarifas convencionais binômias, tarifa de energia composta por um preço para a energia consumida (kWh) e outro para a demanda de potência (kW) contratada e/ou medida; e (ii) tarifas horosazonais binômias, compostas por quatro preços para a energia consumida (kWh) com preços diferenciados em períodos do ano e horas do dia e dois preços para a demanda de potência (kW) contratada e/ou medida – a maior delas, conforme as horas do dia (caso da tarifa azul) ou um preço para a demanda da potência (kW) contratada ou medida em qualquer horário do dia – tarifa verde, oferecida apenas aos clientes A3A, A4 e As. A diferenciação em períodos do ano e horas do dia é em função da diferença de custos. Por esse motivo os períodos do ano foram divididos em seco – maio a novembro, meses correspondentes à seca nas regiões com maior quantidade de reservatório de usinas, apresentando os maiores preços, e úmido – demais meses do ano. Também em função dos custos o dia foi dividido em horas de ponta – horários de maior utilização dos sistemas elétricos (transmissão e distribuição), e fora de ponta – demais horas.

Na baixa tensão as tarifas são monômias, um único preço de energia consumida (kWh), diferenciadas pela classe de atendimento.

Aumentos de Tarifa

A Emissora foi autorizada, em abril de 2000, a praticar um reajuste linear de 12,2% sobre os fornecimentos e suprimentos de energia elétrica, como resultado da aplicação da fórmula paramétrica prevista nos Contratos de Concessão.

Os custos não gerenciáveis pela Emissora (parcela A da fórmula paramétrica), ou seja, os encargos do setor como CCC, RGR, taxa de manutenção do MAE e do ONS e a energia comprada para revenda foram responsáveis por cerca de 6,9% do reajuste, enquanto que a variação do IGP-M, que reajusta os custos gerenciáveis (parcela B da fórmula paramétrica), representou 4,3% do reajuste.

Além disso, parte desse reajuste, correspondente a 1%, decorre do repasse do aumento na alíquota de COFINS efetuado pelo Governo Federal em 1999. Outra parte do reajuste, correspondente a 4,7%, é referente ao diferimento dos acertos de CCC, RGR e variação cambial do pagamento da compra de energia de Itaipu realizados em 1999, e será reduzido da base de cálculo em abril de 2001.

Conforme aprovado pelos acionistas da Emissora, será aplicado o reajuste diferenciado aos consumidores de baixa renda. Assim, (i) consumidores de até 60 kWh de consumo mensal não tiveram aumentos de tarifas, (ii) aqueles com consumo de 61 kWh até 180 kWh tiveram até 6% de reajuste tarifário e (iii) os consumidores não classificados como baixa renda tiveram reajuste integral. Conseqüentemente, a média de variação tarifária para a classe residencial ficou em 6,5%.

O reajuste médio global praticado no mercado foi, portanto, de 11,83% e começou a vigorar a partir de 15 de maio de 2000.

Em junho de 2000, foi também reajustada a receita permitida do segmento de transmissão. O aumento de 13,2% resultou essencialmente da aplicação direta do IGP-M acumulado até maio.

Ainda em 2000, a Emissora apresentou à ANEEL sua proposta de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. A TUSD será, a partir do momento em que for homologada pela ANEEL, e será aplicada ao transporte de energia para os consumidores livres, em substituição à Resolução nº 286/99.

A tarifa de geração, também em análise pela ANEEL, entrará em vigor para os contratos de venda de energia para terceiros e para o segmento de comercialização/distribuição após a desverticalização da Emissora.

Fórmula para Ajuste de Tarifas

Em julho de 1997, a Emissora firmou com o Governo Federal os Contratos de Concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses contratos conferem à Emissora 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 as tarifas de consumidores cativos e é representada como segue:

$$IRT = \frac{VPA + VPB (IVI \pm X)}{RA}$$

Onde:

IRT é o índice de ajuste de tarifa;

VPA representa os custos não controlados da companhia, como o custo de eletricidade adquirida para revenda, custos associados ao uso de recursos hidrelétricos, combustíveis, contribuições ao Fundo RGR, etc.;

VPB representa os custos controlados da companhia, como o custo de funcionários, 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, índice similar ao índice de preços do varejo,

X é 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; e

RA é a receita anual da companhia.

Em junho de 2000, o negócio de transmissão teve receita máxima de R\$ 158 milhões. Até junho de 2001, essa receita máxima tinha aumentado para R\$ 171 milhões de acordo com o IGP-M.

Inadimplência

A inadimplência mensal da Emissora se mantém em patamares históricos com variações mensais nunca superiores a 5%. Contudo, vale ressaltar que a inadimplência acumulada não absorve esta variação integralmente, pois há um grande volume de pagamentos de débitos em atraso. Em 30 de setembro de 2001, a Emissora possuía aproximadamente R\$141 milhões devidos em faturas vencidas, originadas de cerca de 1,57 milhão de contas. Esse valor representou 37,35% das vendas da Emissora em setembro de 2001, índice superior ao seu índice histórico que é entre 18% e 23% de inadimplência. Desse valor, R\$74 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias. Com base em experiências anteriores, a maioria dos clientes inadimplentes paga suas faturas vencidas antes do corte de fornecimento de eletricidade. Não existem restrições legais quanto à capacidade da Emissora de efetuar o corte de energia de clientes inadimplentes. A Emissora geralmente negocia a dívida antes de efetuar os cortes de energia elétrica em seus clientes de alta tensão. Já para os clientes de média tensão a Emissora também negocia a dívida, e caso não obtenha êxito a energia elétrica é cortada em 15 dias. Finalmente, para os clientes de baixa tensão, os cortes de energia elétrica são realizados em prazos distintos, dependendo da região da Área de Concessão. Nesse último caso, a Emissora realiza o provisionamento de 100% dos débitos em atraso há mais de 180 dias.

As empresas do setor de ferroligas apresentavam boa recuperação desde 1999. Porém, em virtude do racionamento e o conseqüente contingenciamento de energia elétrica, essas indústrias passaram a comercializar os excedentes de redução de meta, o que possibilitou em alguns casos a renegociação de seu passivo, que é de aproximadamente R\$80 milhões.

Clientes e Comercialização

Base de Clientes

Os clientes do negócio de distribuição da Emissora estão todos localizados na Área de Concessão e 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 trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora vendeu 27.015 GWh de energia, representando receita de R\$ 3.518 milhão, e 37.570 GWh de energia, representando receita de R\$ 4.478 milhões, respectivamente. Essas cifras não incluem vendas ao Sistema Interligado e a outras concessionárias.

Para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, comparado ao trimestre encerrado em 30 de setembro de 2000, o volume de energia elétrica vendido pela Emissora a clientes residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros no mesmo período cresceram em (9,8%), (3,6%), (4,3%), 0,5% e (4,14%), respectivamente. No período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2000, em comparação com o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 1999, o volume de energia elétrica vendido pela Emissora a clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros cresceu em 6,9%, 1,7%, 7,5%, 2,6% e 2,8%, respectivamente.

Em 2000, a Emissora teve um acréscimo de 224.201 clientes, representando crescimento de 4,6% em comparação com 1999. Já durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, a Emissora teve um acréscimo de 201.427 clientes, representando um crescimento de 5,1% em comparação ao mesmo período em 2000. Em ambos os casos, o crescimento foi decorrente da expansão adicional dos sistemas de transmissão e distribuição da Emissora.

A maior parte da eletricidade vendida pela Emissora é comprada por grandes clientes industriais. Em 30 de setembro de 2001, 111 dos clientes industriais da Emissora recebia a energia fornecida por ligações diretas às redes de transmissão da Emissora. Esses clientes representaram 48,4% da totalidade do volume de vendas de energia elétrica no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001, e aproximadamente 27,3% da receita da Emissora. No mesmo período, os dez maiores clientes industriais da Emissora responderam por praticamente 20% da eletricidade consumida. Nenhum dos dez maiores clientes são de propriedade do Governo Federal ou do Governo Estadual de Minas Gerais.

Até 30 de setembro de 2001, a Emissora firmou contratos de compra e venda de eletricidade padrão com 1.474 clientes industriais. Os contratos de compra e venda de eletricidade padrão firmados entre a Emissora e seus clientes industriais têm 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. A Emissora acredita que este método de faturamento proporciona uma fonte relativamente estável de receita.

A tabela a seguir apresenta os volumes de vendas de eletricidade da Emissora por tipo de cliente industrial, em 30 de setembro de 2001:

<u>Clientes Industriais</u>	<u>Volume de Vendas de Energia em GWh</u>	<u>Consumo como porcentagem do volume de vendas de energia industrial total</u>
Indústria automotiva	410	3%
Indústria de cimento	829	5%
Indústria mineradora	1.580	10%
Indústria de ferroligas	2.889	18%
Indústria de metais não-ferrosos	2.117	13%
Siderurgia	2.903	18%
Outros	5.219	33%
Total de clientes industriais	15.947	100,00%

A tabela a seguir fornece informações adicionais relativas aos dez maiores clientes da Emissora no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001:

<u>Dez Maiores Clientes:</u>	<u>Indústria</u>
Alcoa Alumínio S.A. - ALCOA	Alumínio
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS	Siderurgia
White Martins Gases Industriais	Química
Italmagnésio Nordeste	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
Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A.	Siderurgia
Rima Eletrometalurgia S.A.	Ferroligas
Aços Especiais Itabira S.A. - Acesita	Siderurgia

Faturamento

O faturamento mensal e os procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de eletricidade da Emissora variam segundo a categoria de cliente. Os clientes de grande porte, que dispõem de ligações diretas com a rede de transmissão da Emissora, são faturados no mesmo dia da leitura de seus medidores. O pagamento nesse caso deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem eletricidade de alta e média tensão (aproximadamente 8.000 clientes recebem eletricidade em tensão igual ou maior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrânea, 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. Os demais clientes 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, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Os clientes da Emissora contam com uma rede de agentes arrecadadores com aproximadamente 3.000 pontos em toda a Área de Concessão, compreendendo agências dos correios, agentes lotéricos, cooperativas de crédito, estabelecimentos comerciais diversos além de instituições financeiras.

Concorrência

O Setor Elétrico Brasileiro está passando por extensa reestruturação regulatória, em consequência da qual os negócios de geração, transmissão e distribuição de eletricidade da Emissora estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência.

Em consequência da nova legislação do setor de eletricidade, há possibilidade de que outros distribuidores ofereçam eletricidade a alguns dos clientes atuais da Emissora a preços menores do que aqueles praticados pela Emissora. Ademais, a Lei de Concessões recentemente aprovada exige que as empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de taxa (cuja metodologia disciplinadora deverá ainda ser definida pelo Governo Federal) e possibilita a certos clientes de eletricidade de grande porte firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Em consequência, 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 empresa de distribuição e transmissão, negociando, ao mesmo tempo, contrato de fornecimento com empresa de geração;
- negociação de contrato com empresa de distribuição; e
- autoprodução.

A Emissora não tem conhecimento de planos, por parte de qualquer cliente de grande porte, de firmar contrato diretamente com outras companhias geradoras de energia elétrica ou de realizar autogeração de eletricidade. A Emissora acredita ser muito cedo para determinar o possível efeito desse aumento em potencial de concorrência sobre os resultados de suas operações. Contudo, o aumento da concorrência, inclusive a perda de vários de seus clientes de grande porte, poderia prejudicar de forma relevante a situação financeira da Emissora e os resultados de suas operações.

Embora o ambiente deva se tornar cada vez mais competitivo, a Emissora apresenta vasta experiência com clientes industriais de grande porte. Durante mais de 40 anos, a Emissora teve um departamento exclusivamente dedicado à prestação de serviços a clientes desse tipo. De acordo com a política de marketing da Emissora, são designados gerentes a clientes específicos, o que permite a prestação personalizada de serviços de atendimento aos clientes. Nesse sentido, a Emissora desenvolveu um site na Internet no qual os clientes de grande porte podem obter informações em relação a serviços e vendas. O site da Emissora na Internet é o primeiro do Brasil a efetivamente vender energia elétrica a consumidores finais.

A Emissora também desenvolveu importantes relações com vários clientes industriais de grande porte com os quais pretende iniciar atividades de co-geração e planeja dar continuidade a esses relacionamentos no futuro.

Forluz

Através de deliberações de sua Diretoria, a Emissora reconheceu diferentes débitos em relação à Fundação Forluminas de Seguridade Social ("Forluz"), uma entidade de previdência privada dos funcionários da Emissora. Esses débitos são relacionados ao passivo atuarial e outros benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadorias e pensões, seguro de vida e plano de saúde. Em 30 de setembro de 2001, esses débitos totalizavam R\$1.852.868.000,00. Segundo informações da Emissora, esses débitos deverão ser amortizados progressivamente até 30 de junho de 2024.

Em 1 de janeiro de 2001, a Emissora decidiu efetuar o reconhecimento da dívida com a Forluz através de diversas deliberações de sua Diretoria, em conformidade com a Deliberação CVM nº 371 de 13 de dezembro de 2000, referente à contabilização dos benefícios de funcionários. Dessa forma, foi alterado o modo de reconhecimento dos débitos em relação à Forluz.

O critério de reconhecimento das despesas com benefícios pós-emprego anteriormente adotado pela Emissora considerava no resultado as contribuições efetivamente pagas referente a benefícios a aposentados, cujo montante em 30 de setembro de 2001 era de R\$105.272.000,00. Considerando os novos procedimentos adotados a partir de 1 de janeiro de 2001, foram reconhecidos no resultado os encargos incidentes sobre a dívida com a Forluz e a variação atuarial nas obrigações pós-emprego nos montantes de R\$91.910.000,00 e R\$8.620.000,00, respectivamente. O efeito adicional no resultado decorrente da mudança de procedimento, em 30 de setembro de 2001, foi de R\$19.299.000,00, correspondendo a um acréscimo nas despesas de R\$29.241.000,00 e créditos fiscais de R\$9.942.000,00.

Contratos Financeiros

A Emissora firmou diversos contratos financeiros com diferentes instituições financeiras e empresas nacionais e estrangeiras para o financiamento de seus projetos de expansão e ampliação de sua geração de energia elétrica, suas redes de transmissão e distribuição e para atender o crescimento da demanda. A Emissora conseguiu refinarçar praticamente a totalidade de sua dívida externa vincenda até o final de 2001 em custos compatíveis com o seu equilíbrio econômico-financeiro. Do montante refinanciado, merecem destaque os Eurobônus captados em 1996, no valor de US\$ 150 milhões, com vencimento previsto para novembro de 2004 e opção de resgate antecipado em novembro de 2001 (vide Capítulo XIII - "Eurobônus"). Não existem operações de mútuo entre a Emissora e suas subsidiárias. Em 30 de setembro de 2001, o saldo devedor da Emissora nos contratos financeiros era de R\$1.836.362.000,00. Segue abaixo uma breve descrição dos contratos financeiros mais relevantes:

BID

A Emissora firmou três contratos de financiamento de longo prazo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento ("BID") na década de 80, com o objetivo de obter recursos para a ampliação de seus sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e atender à crescente demanda. Segue abaixo uma breve descrição de cada contrato:

BID - 402 - OC/BR

Em 1 de outubro de 1981, a Emissora e o BID firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 13,924,000.00, para que a Emissora pudesse ampliar seu sistema de transmissão de energia elétrica. O empréstimo deverá ser totalmente amortizado até 6 de outubro de 2001 mediante o pagamento de prestações semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais. Sobre os saldos devedores do empréstimo incidirão juros à taxa de 9,25% a.a., que deverão ser pagos semestralmente. O contrato de empréstimo é garantido por uma fiança do Governo Federal, que se compromete como devedor solidário a garantir todas as obrigações da Emissora no contrato de empréstimo e adicionalmente, dentre outras obrigações, prover os recursos adicionais necessários para que a Emissora consiga finalizar o programa objeto do contrato de empréstimo, nos termos de um contrato de garantia firmado entre o Governo Federal e o BID. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 1.294.000,00.

BID - 742 - SF/BR

Em 27 de março de 1984, a Emissora e o BID firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 20.000.000,00, para que a Emissora pudesse ampliar seu sistema de distribuição de energia elétrica. O empréstimo deverá ser totalmente amortizado até 24 de março de 2004 mediante o pagamento de prestações semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais. Sobre os saldos devedores do empréstimo incidirão juros à taxa de 4% a.a., que deverão ser pagos semestralmente. O contrato de empréstimo é garantido por uma fiança do Governo Federal, que se compromete como devedor solidário a garantir todas as obrigações da Emissora no contrato de empréstimo e adicionalmente, dentre outras obrigações, prover os recursos adicionais necessários para que a Emissora consiga finalizar o programa objeto do contrato de empréstimo, nos termos de um contrato de garantia firmado entre o Governo Federal e o BID. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 618.000,00.

BID - 176 IC/BR

Em 27 de janeiro de 1986, a Emissora e o BID firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 56,000,000.00, para que a Emissora pudesse implementar um programa para atender o aumento da demanda de energia elétrica e evitar uma deterioração na qualidade de seus serviços. O empréstimo deverá ser totalmente amortizado até 24 de janeiro de 2006, mediante o pagamento de prestações semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais. Sobre os saldos devedores do empréstimo incidirão juros à taxa estabelecida pelo BID de acordo com sua política (segundo informações da Emissora, essa taxa atualmente é de 5,2% a.a.), que deverão ser pagos semestralmente. O contrato de empréstimo é garantido por uma fiança do Governo Federal, que se compromete como devedor solidário a garantir todas as obrigações da Emissora no contrato de empréstimo e adicionalmente, dentre outras obrigações, prover os recursos adicionais necessários para que a Emissora consiga finalizar o programa objeto do contrato de empréstimo, nos termos de um contrato de garantia firmado entre o Governo Federal e o BID. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 47.206.000,00.

Eletrobrás

A Emissora firmou diversos contratos de financiamento com a Eletrobrás no período de 1992 a 2000 para financiamento de construção de usinas hidrelétricas, ampliação de sua rede de transmissão e distribuição e eletrificação rural. Esses contratos são semelhantes e variam apenas o valor do financiamento, a taxa de juros contratada e o prazo de pagamento. O valor total do saldo devedor de todos os contratos financeiros entre a Emissora e a Eletrobrás em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 391.099.000,00.

Plano Brady

A Emissora firmou um contrato de confissão e consolidação de dívida com a União, com a interveniência do Banco do Brasil S.A., da Caixa Econômica Federal e do Banco do Estado de Minas Gerais S.A. em 30 de julho de 1998, no âmbito do programa de reestruturação da dívida externa brasileira (Plano Brady). A Emissora confessou ser devedora da União da quantia de R\$ 121.227.073,04, correspondente a obrigações decorrentes de contratos de empréstimo de médio e longo prazos junto a credores externos, não depositadas no Banco Central do Brasil. A Emissora pagará a dívida confessada por intermédio do Banco do Brasil, acrescida dos seguintes encargos financeiros: (i) atualização monetária segundo a variação do dólar norte-americano à taxa de venda do dia; (ii) juros remuneratórios calculados sobre os saldos devedores diários previamente corrigidos, a taxas variáveis conforme o tipo de bônus: (a) bônus de desconto - LIBOR acrescida de 13/16 de 1% a.a.; (b) bônus ao par de 4% a.a. no 1º ano, 4,25% a.a. no 2º ano, 5% a.a. no 3º ano, 5,25% a.a. no 4º ano, 5,5% a.a. no 5º ano, 5,75% a.a. no 6º ano e 6% a.a. do

7º ao 30º ano; (c) bônus de redução temporária dos juros de 4% a.a. no 1º e 2º anos, 4,5% a.a. no 3º e 4º anos, 5% a.a. no 5º e 6º anos e LIBOR semestral mais spread de 13/16 de 1% a.a. a partir do 7º ano; (d) bônus de capitalização de 4% a.a. no 1º e 2º anos, 4,5% a.a. no 3º e 4º anos, 5% a.a. no 5º e 6º anos e 8% a.a. a partir do 7º ano; (e) bônus de conversão da dívida - LIBOR semestral mais spread de 7/8 de 1% a.a.; (f) bônus de dinheiro novo - LIBOR semestral mais spread de 7/8 de 1% a.a.; e (g) bônus de juros atrasados - LIBOR semestral mais spread de 13/16 de 1% a.a. A totalidade da dívida confessada e respectivos encargos serão pagos da seguinte forma: (i) principal - três dias úteis imediatamente anteriores a 15 de abril e 15 de outubro, respeitados os vencimentos iniciais, finais e únicos definidos para cada tipo de bônus: (a) amortização única ao final do 30º ano, em 11 de abril de 2024; (b) amortização única ao final do 30º ano, em 11 de abril de 2024; (c) 13 parcelas semestrais iguais, vencendo-se a primeira em 10 de abril de 2003 e a última em 10 de abril de 2009; (d) 21 parcelas semestrais iguais, vencendo-se a primeira em 10 de abril de 2004 e a última em 10 de abril de 2014; (e) 17 parcelas semestrais iguais, vencendo-se a primeira em 10 de abril de 2004 e a última em 12 de abril de 2012; (f) 17 parcelas semestrais iguais, vencendo-se a primeira em 11 de abril de 2001 e a última em 10 de abril de 2009; (g) 19 parcelas semestrais e consecutivas, vencendo-se a primeira em 10 de abril de 1997 e a última em 12 de abril de 2006, observados os seguintes percentuais calculados sobre o principal: 1% na 1ª à 7ª parcelas, 5% na 8ª parcela e 8% na 9ª à 19ª parcelas; (ii) garantias de principal, em forma de caução em dinheiro, dos bônus de desconto e bônus ao par: equivalentes a 16,91252686% e 16,54122697% dos totais dos bônus de desconto e bônus ao par, respectivamente, objeto deste financiamento, calculada em 15 de outubro de 1995 e exigível em 30 de novembro de 1995 (valor equivalente a US\$ 3,101,903.37 e US\$ 4,347,869.67, respectivamente); (iii) juros remuneratórios - semestralmente, três dias úteis imediatamente anteriores a 15 de abril e a 15 de outubro de cada ano, vencida a primeira prestação em 12 de outubro de 1994 e vincenda a última prestação juntamente com a última parcela de principal do respectivo bônus (a União reconhece os pagamentos efetuados pela Emissora e declara quitadas as obrigações referentes ao somatório das oito prestações iniciais de juros remuneratórios vencidas no período de 12 de outubro de 1994 a 8 de abril de 1998). O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 259.112.000,00.

IMPSA

A Emissora e a Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.I.C. y F. ("IMPSA"), no âmbito do "Programa de Integração e Cooperação Econômica" assinado entre o Brasil e a Argentina, firmaram, em 12 de dezembro de 1994, um termo de contrato para fornecimento dos equipamentos, materiais e supervisão de montagem para implantação da Usina Hidrelétrica de Miranda, localizada no Triângulo Mineiro. Através desse contrato, a IMPSA fornecerá, além dos equipamentos, materiais e supervisão de montagem para implantação da Usina Hidrelétrica de Miranda, os recursos financeiros correspondentes a (i) 85% dos valores FOB dos equipamentos e materiais e (ii) 100% do transporte marítimo e seguros, através de bancos argentinos, no valor total de US\$ 107.045.000,00. Para tanto, a Emissora e a IMPSA firmaram na mesma data um contrato de financiamento em relação ao valor a ser fornecido pela IMPSA à Emissora. O contrato também regula o pagamento do valor restante, já efetuado com recursos próprios da Emissora. Nos termos desse contrato de financiamento, o valor fornecido à Emissora será pago em 9 prestações semestrais, iguais e consecutivas a partir de 1 de junho de 1999. Sobre o valor acima incidirão juros à taxa de 9,8% a.a., que deverão ser pagos semestralmente a partir de 1 de junho de 1995 até o pagamento total do principal do financiamento. Esse contrato de financiamento é garantido por um consórcio de instituições financeiras lideradas pelo BBA, que avalizaram as Letras de Câmbio Definitivas emitidas pela IMPSA e aceitas pela Emissora representativas do valor principal financiado pela IMPSA à Emissora, nos termos de um compromisso para prestação de garantia. Como garantia nesse compromisso, a Emissora cauciona aos bancos seus direitos creditórios no valor de US\$ 253,935,420.00 em relação a alguns contratos de fornecimento de energia elétrica e entrega uma nota promissória no valor de US\$ 140,000,000.00. O saldo devedor deste financiamento em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 127.089.000,00.

IBRD 829-BR

Em 14 de junho de 1972, a Emissora e o IBRD firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 60.000.000,00, para a construção da usina hidrelétrica de São Simão. O empréstimo deverá ser totalmente amortizado até 15 de abril de 2002 mediante o pagamento de 46 prestações semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais. Sobre os saldos devedores do empréstimo incidirão juros à taxa de 7,25% a.a., que deverão ser pagos semestralmente. O contrato de empréstimo é garantido por uma fiança do Governo Federal, que se compromete como devedor solidário a garantir todas as obrigações da Emissora no contrato de empréstimo e adicionalmente, dentre outras obrigações, prover os recursos adicionais necessários para que a Emissora consiga finalizar a construção objeto do contrato de empréstimo, nos termos de um contrato de garantia firmado entre o Governo Federal e o IBRD. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 16.411.000,00.

KfW

Em 2 de setembro de 1996, a Emissora firmou com a Kreditanstalt Für Wiederaufbau (“KfW”) um contrato de empréstimo no montante de DM20.000.000,00 com o objetivo de financiar bens e serviços destinados ao melhoramento do abastecimento de energia elétrica na região do Vale do Jequitinhonha. O empréstimo deverá ser totalmente amortizado até 30 de dezembro de 2016, mediante o pagamento de prestações semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais a partir de 30 de dezembro de 2001. Sobre os saldos devedores do empréstimo incidirão juros à taxa de 6,5% a.a., que deverão ser pagos semestralmente. O contrato de empréstimo é garantido pelo Governo Federal, que se compromete como devedor solidário a garantir todas as obrigações da Emissora no contrato de empréstimo, nos termos de um contrato de garantia firmado entre o Governo Federal e a KfW. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 24.909.000,00.

Autofinanciamento

A Emissora celebrou também contratos de autofinanciamento com seus fornecedores de equipamentos. Em 30 de setembro de 2001, o valor total dos contratos de autofinanciamento era de R\$ 227.975.000,00. Segue abaixo uma breve descrição dos contratos de autofinanciamento mais relevantes:

Siemens

A Emissora firmou, em 26 de junho de 1997, um Termo de Contrato com a Siemens Ltda., a Siemens Aktiengesellschaft e Nativa Engenharia S.A., com o objeto de desenvolvimento e execução do projeto e construção de obras civis e montagem de subestações, linhas de transmissão e de sistemas de telecomunicações associados, testes, incluindo fornecimento com financiamento de equipamentos e materiais, peças de reserva, ensaios de tipo e treinamento de determinadas obras do sistema de transmissão da Emissora. Os serviços e fornecimentos contratados pela Emissora foram iniciados em 1 de julho de 1997 e são válidos até 30 de setembro de 2005. O valor total do contrato é de R\$ 45.508.415,41. A quitação das faturas se dará mediante a emissão pela Emissora de termos de reconhecimento de débito, que serão corrigidos pela variação cambial oficial do dólar norte-americano para a venda, acrescidos de juros de 9,97% ao ano. A Emissora entregará seis notas promissórias de igual valor, semestralmente vencidas, acrescidas da correção acima. Como garantia do presente contrato, as contratadas deverão apresentar uma Carta de Fiança no valor de R\$ 1.819.555,91 e um seguro-garantia no valor de R\$ 460.052,25 da Generali do Brasil - Companhia Nacional de Seguros. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 57.598.000,00.

Cesiba

A Emissora firmou um contrato de autofinanciamento semelhante com a Siemens Ltda., que detinha um crédito contra a Emissora no valor de US\$ 62,664,139.85, representado por 32 notas promissórias. Em 13 de dezembro de 2000, a Siemens Ltda. e a Emissora firmaram um termo de consolidação através do qual as partes concordaram em prorrogar o prazo para o pagamento do financiamento por 43 meses, ficando a Emissora obrigada a liquidar o financiamento em 4 parcelas iguais, vencíveis os meses de junho e julho de 2003 e nos meses de junho e julho de 2004, acrescidos de (i) juros calculados com base na LIBOR acrescida de um spread de 4.25% a.a., pagáveis em 7 parcelas semestrais e consecutivas, com início em 15 de maio de 2001; (ii) juros calculados com base na taxa LIBOR acrescida de um spread de 4.25% a.a., pagáveis em 15 de julho de 2004; e (iii) encargos financeiros da prorrogação equivalente (a) a 3.788% sobre o valor absoluto da parcela de juros cabível, pagável no mês subsequente a cada pagamento de juros; e (b) a 3.788% calculado sobre o valor absoluto das variações monetárias de cada parcela de principal pagável no mês subsequente a cada pagamento de principal. Na mesma data, a Siemens e a Cesiba Comercial e Exportadora S.A. firmaram um Contrato de Cessão de Direitos de Crédito e Outras Avenças através do qual a Cesiba passou a ser credora da Emissora do valor referido e nos termos e condições acima. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 167.395.000,00.

Rolagem de Dívida

A Emissora celebrou alguns contratos de empréstimo com instituições financeiras para a rolagem de dívidas anteriores. Segue abaixo descrição dos contratos mais relevantes:

ABN Amro Bank N.V.

Em 7 de julho de 2000, a Emissora e o ABN Amro Bank N.V. firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 18,313,541.66 para pagamento de um empréstimo realizado pela Emissora no mesmo valor junto ao Banco ABN Amro Real S.A. - Grand Cayman Branch em 7 de julho de 1997. O presente empréstimo vencerá em 5 de julho de 2002, quando o principal deverá ser pago. Sobre o principal incidirão juros de 4% acima da LIBOR que deverão ser pagos semestralmente a partir de 5 de janeiro de 2001. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 48.921.000,00.

Citibank

Em 14 de setembro de 2000, a Emissora e o Citibank, N.A. New York Branch firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 38,000,000.00 para pagamento de um empréstimo realizado pela Emissora no mesmo valor junto ao Bank Austria Creditanstalt AG, em 20 de setembro de 1999. O presente empréstimo deverá ser pago em 5 prestações semestrais, iguais e consecutivas. Sobre o principal incidirão juros de 2,84% acima da LIBOR que deverão ser pagos semestralmente juntamente com o principal. Esse empréstimo é garantido por uma nota promissória emitida pela Emissora no valor total do empréstimo. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 81.208.000,00.

Banco do Brasil A.G. Viena I

Em 28 de setembro de 2000, a Emissora, o Banco do Brasil A.G. Viena e o Banco do Brasil S.A. - Agência da Praça Sete, firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 35,500,000.00 para pagamento de outras dívidas contraídas pela Emissora, através do Banco do Brasil - Agência da Praça Sete. O presente empréstimo vencerá 24 meses após a data de assinatura, quando o principal deverá ser pago. Sobre o principal incidirão juros de 2,70% acima da LIBOR que deverão ser pagos em 4 parcelas semestrais. Esse empréstimo é garantido por uma nota promissória emitida pela Emissora no valor total do empréstimo. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 94.831.000,00.

Banco do Brasil A.G. Viena II

Em 22 de dezembro de 2000, a Emissora, o Banco do Brasil A.G. Viena e o Banco do Brasil S.A. - Agência da Praça Sete, firmaram um contrato de empréstimo no valor de US\$ 41,200,000.00 para pagamento de outras dívidas contraídas pela Emissora, através do Banco do Brasil - Agência da Praça Sete. O principal do presente empréstimo será pago em 3 parcelas semestrais e aproximadamente iguais no 24º, 30º e 36º meses após a data de assinatura. Sobre o principal incidirão juros de 3,125% acima da LIBOR que deverão ser pagos em 6 parcelas semestrais. Esse empréstimo é garantido por oito notas promissórias emitidas pela Emissora, sendo a primeira no valor de US\$ 6,200,000.00 e as demais no valor de US\$ 5,000,000.00. O saldo devedor deste empréstimo em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 110.058.000,00.

Contratos com Fornecedores

A Emissora firmou diversos contratos com fornecedores de diferentes áreas. Estes contratos referem-se ao fornecimento de produtos e serviços complementares à realização das operações da Emissora. O valor total desses contratos é de R\$ 341.462.080,30. Os valores dos contratos são pagos na medida em que os produtos ou serviços são fornecidos à Emissora. Os maiores fornecedores da Emissora são a Petrobras Distribuidora S.A., a Ticket Serviços S.A. e a Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos.

Hedge

A Emissora está em fase final de estudos sobre qual a melhor política de implementação de operações de hedge para caixa e balanço. A Emissora possuía, em 30 de setembro de 2001, R\$ 30.000.000,00 alocados em um fundo cambial exclusivo administrado pelo Banco do Brasil S.A. Esta operação está vinculada a operações de provisionamentos para pagamentos de dívidas. Além disso, a Emissora possui em carteira 67.245 NTN's A3, com vencimento em 2024, que totalizam um valor nominal de R\$ 153.600.000,00 e um valor de mercado de R\$ 84.700.000,00.

Contratos de Prestação de Serviços – ONS

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, a rede de transmissão de energia elétrica do país, devem transferir o controle operacional de suas instalações de transmissão ao ONS. Tal exigência foi cumprida pela Emissora ao celebrar um contrato de prestação de serviços de transmissão datado de 10 de dezembro de 1999. De acordo com esse contrato e em contrapartida pelo uso do trecho da Rede Básica, o ONS paga à Emissora quantias anuais fixas que são determinadas pela ANEEL. As tarifas recebidas derivam de pagamentos efetuados ao ONS pelas empresas de distribuição e pelos consumidores que compram energia elétrica fornecida por meio de ligações diretas à Rede Básica. Durante o período dos primeiros seis meses de 2001, e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, foram recebidos pagamentos de R\$ 114 milhões e de R\$ 139 milhões, respectivamente, do ONS. Por outro lado, como também a Emissora é uma empresa de distribuição e como compramos eletricidade de Itaipu e de outras companhias elétricas, o uso da rede de transmissão exige pagamento de tarifas programadas ao ONS. Durante os primeiros nove meses de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, foram efetuados os pagamentos que totalizam R\$ 205 milhões e R\$ 243 milhões, respectivamente, ao ONS.

Sazonalidade

As vendas da Emissora são afetadas pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento no consumo dos clientes industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial para época de festas de fim de ano. Além disso, há um aumento geral de uso em todas as categorias de clientes durante o verão em razão das temperaturas elevadas, que acarretam, por sua vez, a utilização de equipamentos de refrigeração e resfriamento com maior intensidade e frequência por todos os setores atendidos pela Emissora. Certas cifras representativas do consumo trimestral de consumidores finais de 1997 até o terceiro trimestre de 2001, em GWh, são apresentadas abaixo:

<u>Ano</u>	<u>Primeiro Trimestre</u>	<u>Segundo Trimestre</u>	<u>Terceiro Trimestre</u>	<u>Quarto Trimestre</u>
1998	8.786	8.996	9.202	8.750
1999	8.321	9.050	9.232	9.036
2000	8.939	9.380	9.586	9.637
2001	9.417	9.499	7.669	-

Ferramentas de Administração

Software de Gerenciamento

A Emissora implementou oito módulos SAP R/3, o último sistema de gerenciamento da SAP, empresa alemã de softwares 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 destinada a dar suporte a esse sistema, aumentou a eficiência da Emissora ao possibilitar a reformulação e automatizar ou eliminar procedimentos de trabalho anteriormente existentes.

Qualidade Total

Em 1991, a Emissora instituiu um programa de controle de qualidade denominado “Qualidade Total”. Em 1999, a Emissora adotou o Projeto de Organização para Padronização Internacional, por meio do qual certificou que diferentes partes de suas operações e administração apresentam qualidade superior de acordo com padrões internacionais conhecidos como ISO 9000 e ISO 14000. Várias atividades da Emissora, tais como alguns escritórios de atendimento ao consumidor, centrais de chamada, laboratórios, oficinas e equipes de engenharia receberam o certificado ISO 9000. A usina hidrelétrica de Nova Ponte recebeu o certificado ISO 14000 em relação às suas operações, represa e reserva natural circundante. A meta da Emissora é obter esses certificados para a totalidade de seus processos operacionais e de gerenciamento.

Como parte do programa de Qualidade Total, a Emissora instituiu também um programa com ênfase na educação de seus funcionários. A participação nesse programa, denominado Círculos de Controle de Qualidade (“CCQ”), é voluntária e aberta a todos os funcionários da Emissora. Em 30 de setembro de 2001, foram registrados 470 CCQs envolvendo 3.400 funcionários, ou 29% de total de funcionários da Emissora. Os CCQs realizam reuniões semanais para tratar de problemas operacionais e técnicos, assim como suas soluções.

Ativo Imobilizado

Os principais bens da Emissora consistem em usinas de geração de eletricidade e instalações de transmissão e distribuição. O valor contábil líquido do ativo imobilizado total da Emissora foi de R\$8,96 bilhões, em 30 de setembro de 2001 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 43% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 55% e outros ativos imobilizados diversos representaram 2%. A vida útil estimada das usinas hidrelétricas é aproximadamente 50 anos e das usinas termelétricas é aproximadamente 25 anos. As instalações da Emissora são, em geral, adequadas às suas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam.

Em 28 de março de 2000, a Emissora firmou um contrato de locação com a Forluz referente ao aluguel do edifício onde se encontra sua sede. O valor do aluguel mensal é de R\$ 430.000,00, reajustável anualmente com base no IGP-DI, e o contrato é válido até 1 de novembro de 2004.

Tecnologias Operacionais

A Emissora continua investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista sua estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de seus sistemas de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema (“COS”), localizado na sede da Emissora em Belo Horizonte, é o centro de suas 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 os sistemas de geração e transmissão da Emissora em tempo real, ajudando a garantir a segurança, continuidade e qualidade de seu fornecimento de energia elétrica. 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 redes de transmissão.

Centros de Operações Regionais de Distribuição

A rede de distribuição da Emissora é administrada por meio de sete Centros de Operações Regionais de Distribuição (“CORDs”). Os CORDs monitoram e coordenam as operações de rede de distribuição da Emissora em tempo real. Os CORDs são responsáveis pela supervisão e controle de 350 subestações de distribuição, 299.935 quilômetros de redes de distribuição de média voltagem, 16.995 quilômetros de redes de transmissão e 5,1 milhões de clientes na Área de Concessão.

Os CORDs utilizam várias tecnologias operacionais, tais como:

- CONCOD, programa de computador que gerencia as necessidades dos clientes, como restauração fornecimento de eletricidade, comutação, desconexão e pedidos de inspeção;
- Gemini, sistema de gerenciamento de eletricidade georreferenciado que propicia uma visão geográfica de toda a rede de distribuição e subestações da Emissora, possibilitando averiguar informações importantes sobre a rede, tais como o número de clientes afetados por interrupções de serviço; e
- Omnisat, sistema de transmissão de dados via satélite que propicia comunicações rápidas e seguras entre os CORDs, o departamento de atendimento ao cliente e os 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 da frota e pessoal de serviço da Emissora.

GISPLAN

O GISPLAN é um sistema de computadores que auxilia a Emissora no planejamento das expansões de suas operações. O GISPLAN tem capacidade de determinar a localização geográfica de postes, transformadores e outras instalações, ajudando, por exemplo, na tomada de decisões acerca de onde a capacidade de rede da Emissora precisa ser ampliada e a extensão dessa ampliação.

Rede de Telecomunicações Interna

A rede de telecomunicações interna da Emissora é uma das maiores do Brasil, incluindo um sistema de microondas de alta performance com alcance de 2.252 quilômetros, um sistema de telefonia com 135 centrais telefônicas, uma rede corporativa que integra 5.750 microcomputadores e um sistema de comunicação móvel com 3.500 aparelhos de rádio. A Emissora ademais desenvolve vários projetos em associação com a Infovias baseados em redes de fibra óptica que se valem da infra-estrutura de distribuição de postes e torres de transmissão, tendo por objetivo integrar as redes internas de voz, dados e imagens da Emissora e da Infovias, visando reduzir custos operacionais e aumentar a confiabilidade do sistema de energia elétrica.

Tecnologia PLC

A tecnologia de comunicação através de redes de eletricidade (“Tecnologia PLC”), possibilita a transmissão de dados por meio das redes de distribuição de energia elétrica da Emissora, permitindo o recolhimento de informações acerca de uso de eletricidade por clientes individuais. Essas informações podem ser utilizadas em diversas aplicações comerciais, tais como:

- criação de atendimento customizado para 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.

A Emissora tem atualmente 25.000 pontos de comunicação através da rede de eletricidade em banda estreita em operação. A Emissora pretende utilizar a Tecnologia PLC para reduzir consideravelmente a demanda de horários de pico em pontos de consumo ligados a essa tecnologia.

Centrais de Chamada

A Emissora possui duas centrais de chamada (call centers), uma em Belo Horizonte e uma na Cidade de Uberlândia. Os consumidores finais podem utilizar um número para chamar gratuitamente a central de chamadas e obter informações sobre suas contas ou informar problemas na prestação do serviço. As centrais de chamada da Emissora são integradas com as tecnologias disponíveis nos CORDs, possibilitando o fornecimento aos clientes de informações atualizadas sobre os serviços prestados pela Emissora.

Sistemas de Manutenção e Reparos

A Emissora utiliza vários sistemas de manutenção e reparos para minimizar as interrupções não programadas do serviço elétrico prestado a seus clientes. Mais de 90% das interrupções de serviço são consequência de fatores como descargas atmosféricas, incêndios, vento e corrosão das redes de transmissão e distribuição da Emissora, compostas em grande parte de redes aéreas não isoladas.

Pesquisa e Desenvolvimento

A Emissora dedica-se a projetos que exploram avanços tecnológicos em campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas. Durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora investiu R\$ 4,0 milhões e R\$ 4,6 milhões, respectivamente, em pesquisa e desenvolvimento, sem contar a aquisição de novas tecnologias. A Emissora pretende investir um total de aproximadamente R\$ 18 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2001. Esse investimentos foram realizados com base na Lei Federal nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que exige que as empresas de energia elétrica brasileiras invistam no mínimo 0,5% de seu lucro líquido em projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A Emissora investe parcela significativa de seus recursos em atividades de pesquisa e desenvolvimento de fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e térmica. Um exemplo de resultado obtido pela Emissora é a usina eólica experimental de Morro do Camelinho, com capacidade instalada de 1 MW, e que iniciou suas operações em 1994. A Emissora investe atualmente em pesquisas e desenvolvimento de energia alternativa por meio de projetos que tenham as seguintes características:

- emprego de tecnologias de baixo custo relativas à geração de eletricidade, tais como motores Elsbeth e Stirling, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos, gaseificação de carvão e biogás extraído de biomassa vegetal e animal; e
- criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia.
- Dentre os projetos de pesquisa e desenvolvimento realizados pela Emissora em áreas não relacionadas a fontes de energia alternativas, incluem-se:
 - programa de pesquisa que utiliza o primeiro sistema de rastreamento e localização de tempestades do Brasil, importante causa de interrupções de energia elétrica;
 - 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 estruturas hidráulicas e ambientais e 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.

A Emissora colabora também no desenvolvimento de programas relativos à geração de eletricidade em áreas remotas e para consumidores de baixa renda, tais como os programas Lumiar e Luz Solar.

Matérias-Primas

A principal despesa com matérias-primas da Emissora constitui a compra de óleo combustível. A Emissora detém e opera três usinas termelétricas que consomem óleo combustível. O consumo de óleo combustível para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000 representou uma despesa de R\$36 milhões e R\$55 milhões, respectivamente. Para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, foram reembolsados R\$36 milhões e R\$54 milhões, respectivamente, referentes aos custos da Emissora com combustível através da Conta CCC, criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas. A Emissora acredita que o suprimento de óleo combustível esteja disponível de imediato. Embora o preço de óleo combustível possa ser variável, a Emissora tem sido capaz de compensar, total ou parcialmente, os custos decorrentes do aumento do óleo combustível mediante o reajuste de suas tarifas.

Questões Ambientais

As atividades de distribuição, transmissão e geração da Emissora estão sujeitas à legislação federal e estadual de ampla cobertura referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Federal confere poderes aos Governos Federal e Estadual para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e a editar regulamentação ao amparo dessas leis. Os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa do que as promulgadas na esfera federal e a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições a atividades que poderia exercer. Os órgãos estaduais responsáveis pela expedição de licenças ambientais em Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente - FEAM e o Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM.

A Emissora acredita estar cumprindo os aspectos relevantes de todas as leis e regulamentos ambientais pertinentes. Durante o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Emissora investiu aproximadamente R\$ 4 milhões e R\$ 15 milhões, respectivamente, no cumprimento da legislação ambiental.

Licenças

A legislação brasileira aplicável exige que as licenças ambientais sejam obtidas sempre que houver construção, instalação, expansão e operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição do meio ambiente.

Novos projetos de geração, transmissão e distribuição ou atividades de expansão do setor elétrico exigem o atendimento de uma série de procedimentos ambientais. Estudos de impacto ambiental são elaborados por especialistas, que analisam os impactos ambientais e propõe soluções para minimizar os efeitos desses projetos sobre o meio ambiente.

Os estudos de impacto ambiental são posteriormente submetidos às autoridades federais ou estaduais para exame, como parte do processo de requerimento de uma série de licenças ambientais.

O processo de licenciamento inclui o requerimento junto ao Governo Estadual (caso o empreendimento seja implantado em um estado) ou ao Governo Federal (caso o empreendimento seja implantado em mais de um estado) das seguintes licenças:

- licença prévia, demonstra a viabilidade ambiental do projeto;
- alvará de construção, libera o início da construção; e
- licença de operação, necessária ao início da operação dos novos empreendimentos.

Para projetos de linhas de transmissão e subestações existe legislação estadual específica (no Estado de Minas Gerais) que simplifica o processo de licenciamento.

Ademais, a Emissora é obrigada por lei a alocar 0,5% do custo total de qualquer investimento em novas usinas hidrelétricas (com capacidade de mais de 10 MW) na criação e manutenção de áreas de preservação ambiental.

A Emissora tem tido sucesso na obtenção de todas as licenças necessárias à implantação de seus empreendimentos.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

Nos termos da Resolução nº 6/87 do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, os estudos de impacto ambiental deverão ser desenvolvidos e o respectivo relatório deverá ser elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1 de fevereiro de 1986, ao passo que não são necessários estudos para projetos concluídos antes dessa data.

Entretanto, os projetos concluídos antes de 1 de fevereiro de 1986 deverão obter licença de operação ambiental corretiva, que poderá ser obtida mediante apresentação de formulário contendo certas informações referentes à instalação em questão. Após o recebimento do formulário, o órgão ambiental competente poderá determinar que sejam desenvolvidos estudos ambientais complementares ao pedido de licença corretiva.

A Lei Federal nº 9.605 que entrou em vigor em 2 de fevereiro de 1998 estabeleceu multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 2000, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.949, que estabeleceu a possibilidade de celebração de termos de compromisso entre os empreendedores e os órgãos normativos ambientais competentes para o fim de dar cumprimento à Lei Federal nº 9.605.

A Emissora está negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA e a FEAM a obtenção de licença de operação ambiental corretiva para todas as suas usinas que tenham iniciado operação antes de fevereiro de 1986. As hidrelétricas de Emborcação, São Simão, Jaguará e Volta Grande enquadram-se nessa categoria. O IBAMA está atualmente analisando o requerimento de licença corretiva apresentado pela Emissora em nome da usina hidrelétrica Emborcação. A Emissora também apresentou requerimentos em nome das usinas de São Simão, Jaguará e Volta Grande. A Emissora está atualmente aguardando as recomendações do IBAMA referentes à licença corretiva das instalações referidas acima. As instalações de geração localizadas em Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. A Emissora fez um acordo com a FEAM para promover o enquadramento gradual de suas instalações localizadas em Minas Gerais na legislação aplicável.

Dow Jones Sustainability Group Index

A Emissora foi uma das duas empresas brasileiras selecionadas no Dow Jones Sustainability Group Index (“DJSGI”) no ano 2000, juntamente com outras 236 empresas no mundo. O levantamento abrangeu mais de 2 mil empresas de 64 ramos industriais em 36 países.

O DJSGI premia empresas de reconhecida sustentabilidade corporativa, ou seja, empresas capazes de criar valor para acionistas no longo prazo, por conseguirem aproveitar as oportunidades e gerenciar os riscos associados a fatores econômicos, ambientais e sociais.

Participação em Conselhos

A Emissora tem participação em diversos Conselhos de Meio-Ambiente, entre os quais:

- Conselho Estadual de Política Ambiental de Minas Gerais - COPAM, na Câmara de Infra-Estrutura;
- Conselho Estadual de Recursos Hídricos; e
- Quase todos os Comitês de bacias de rios de Minas Gerais e que passam pelo Estado.

Escadas para Peixes

As barragens de usinas hidrelétricas podem representar obstáculo para os peixes de piracema que habitam os rios e reservatórios.

A fim de reduzir o impacto dessas instalações nos peixes, em 1997, o Governo Estadual de Minas Gerais promulgou a Lei Estadual nº 12.488, que impôs medidas para a implantação de escadas de peixes que permitam a passagem dos peixes de piracema pelas barragens, naqueles casos onde a medida seja considerada eficaz, ouvido o COPAM. Em 30 de junho de 2001, a Emissora tinha projetos de escadas para peixes implantados em suas instalações de Igarapé, Salto dos Moraes e Igarapava.

Ademais, desde 1976 a Emissora opera a Estação de Piscicultura de Volta Grande, onde realiza pesquisa e reprodução de peixes de piracema.

Os trabalhos desenvolvidos incluem também o peixamento de reservatórios com espécies nativas, com unidades de piscicultura em operação também nas usinas de Itutinga e Machado Mineiro, com uma produção de mais de 1 milhão de alevinos (filhotes de peixes) por ano.

Finalmente, a Emissora e o FUNBIO - Fundo Brasileiro para a Biodiversidade firmaram contrato de parceria para a instalação e operação do Centro de Estudos de Mecanismos de Transposição de Peixes na Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, que iniciou seu funcionamento em novembro de 2000. O Centro é formado pelo Instituto de Ciências Biológicas e a Escola de Engenharia Hidráulica da UFMG, e tem como objetivo realizar estudos sobre a migração dos peixes de piracema ao longo dos cursos d’água e sobre os mecanismos de transposição em usinas (escadas, elevadores, entre outros). A Emissora acredita que somente após a realização de anos de pesquisas pelo Centro sobre o tema haverá condições de avaliar as usinas onde a implantação de escadas (ou outros mecanismos) se mostrará uma medida eficaz.

Bifenilas Policloradas (PCB ou ascarel)

Os regulamentos federais brasileiros exigem que os equipamentos de sistema elétrico que necessitam de bifenilas policloradas (“PCBs”) sejam substituídos, à época em que devam ser substituídos, por equipamentos alternativos que não necessitem de PCBs. A Emissora deu início ao programa de substituição de equipamentos que vai além das exigências da atual legislação. Até agosto de 2001, a Emissora substituiu 100% dos equipamentos que necessitavam de PCBs e estima que até o final de 2002 os equipamentos substituídos serão incinerados. A Emissora gastou um total de R\$ 5,5 milhões na eliminação de PCBs.

Outros Projetos

Além dos projetos citados acima, a Emissora investe em pesquisa e desenvolvimento ambiental e participa de programas de reflorestamento ciliar, arborização urbana e educação ambiental para a população.

Seguros

A Emissora possui um comitê que decide sobre a contratação de seus seguros. A Emissora contratou seus seguros junto a um grupo de companhias seguradoras lideradas pela Itaú Seguros S.A. e junto a diversas companhias de seguro privadas. Via de regra, a Emissora mantém seguro com cobertura ampla junto a companhias de seguro de primeira linha para cobrir perdas e danos de suas usinas causados por incêndio, responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como falhas nos equipamentos. A Emissora possui também um auto-seguro contra incêndios, no qual a Emissora faz depósitos periódicos em uma conta corrente de sua titularidade para eventuais necessidades. O saldo dessa conta corrente em 30 de setembro de 2001 era de R\$ 4.000.000,00.

A Emissora não possui cobertura de seguro contra risco de paralisação de suas atividades, contra danos ambientais e de engenharia. As usinas e instalações da Emissora não estão cobertas também por seguro contra catástrofes. As barragens da Emissora são monitoradas periodicamente por uma empresa de consultoria canadense, porém, também não estão seguradas.

A Administração da Emissora acredita que a cobertura de seguros que possui é compatível com as suas atividades e está em conformidade com as práticas internacionais.

Pendências Judiciais

Atualmente, a Emissora é parte em processos administrativos e judiciais, de natureza cível, ambiental, trabalhista e fiscal, decorrentes do curso regular de seus negócios. Esses processos encontram-se resumidos abaixo. A Emissora tem provisionado valores relativos a esses processos refletindo razoavelmente as expectativas de perda prováveis de acordo com as determinações da administração, baseadas nos relatórios preparados pelas consultorias jurídicas da Emissora. Em 30 de setembro de 2001, as provisões da Emissora para tais contingências totalizavam aproximadamente R\$ 280 milhões.

As informações para as provisões referentes a processos em que a Emissora é parte são as seguintes:

<u>R\$ milhões</u>	<u>30 de setembro de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Reclamações trabalhistas e previdenciárias	61	68
Ações cíveis/ consumidores	123	31
Ações tributárias	248	229
Outros	514	501
Total	946	829
Curto prazo	-	-
Longo prazo	946	829

Reclamações Trabalhistas e Previdenciárias

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a adicional de periculosidade. O valor total estimado dessas reclamações em 30 de setembro de 2001 era de R\$61 milhões e em 31 de dezembro de 2000 era de R\$69 milhões. A Emissora é parte em aproximadamente 1.549 processos de natureza trabalhista ou previdenciária, e provisionou para tais contingências e para as reclamações cujas perdas sejam prováveis o montante aproximado de R\$49 milhões e R\$61 milhões em 30 de setembro de 2001 e 31 de dezembro de 2000, respectivamente. Foram revertidas provisões no montante de R\$12 milhões para o trimestre findo em 30 de setembro de 2001. A Emissora usualmente provisiona 80% dos valores das reclamações trabalhistas e previdenciárias.

Ações Cíveis - Consumidores

A Emissora possui aproximadamente 6.000 ações cíveis/consumidores que se referem basicamente a danos por cortes de energia, acidentes e indenizações. Além disso, diversos consumidores industriais impetraram ações contra a Emissora objetivando reembolso pelas quantias pagas à Emissora decorrentes do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal em 1986 - Plano Cruzado, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. Outras ações cíveis dizem respeito a desapropriações realizadas pela Emissora, em virtude da construção de projetos hidrelétricos.

A Emissora estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

O valor total de exposição da Emissora nessas ações em 30 de setembro de 2001 era de R\$123 milhões. Desse valor, a Emissora tinha provisionado R\$73,3 milhões em 30 de setembro de 2001. Por outro lado, a Emissora é credora, em ações cíveis e comerciais nas quais é autora, em virtude de cobrança de débitos de faturas de energia elétrica, de um valor total atualizado em 30 de setembro de 2001 de R\$293 milhões.

Ações Forluz

A Emissora é ré, juntamente com a Forluz, em uma ação movida pelo Sindicato dos Trabalhadores da Indústria Energética de Minas Gerais ("Sindieletro") contestando a suspensão dos aumentos das contribuições mandatárias para a Forluz devido à inflação. O total dessa reclamação em 30 de setembro de 2001 era de aproximadamente R\$514 milhões. Nenhuma provisão foi constituída em relação a essa reclamação, uma vez que a Emissora acredita ter argumentos sólidos para sua defesa.

O Sindieletro também está processando a Forluz contestando a substituição do índice de correção realizada pela Forluz. O Sindieletro obteve uma liminar favorável, mas a Forluz conseguiu cassá-la. O total dessa reclamação em 30 de setembro de 2001 era de aproximadamente R\$226 milhões. Caso o Sindieletro obtenha êxito neste processo, a Emissora espera que a Forluz pleiteie o reembolso por parte da Emissora dos montantes a pagar para seus funcionários aposentados. Nenhuma provisão foi constituída em relação a essa reclamação, uma vez que a Emissora acredita ter argumentos sólidos para sua defesa.

Ações Tributárias

A Emissora é parte também em diversas ações de natureza tributária. Essas ações são relacionadas a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos impostos federais, contribuições sociais e outras reclamações contra a Emissora consideradas normais ao curso das operações. O valor atualizado em 30 de setembro de 2001 dessas ações tributárias era de aproximadamente R\$248 milhões. Na mesma data, a Emissora provisionou R\$27,3 milhões relativos a essas ações. Para aqueles processos cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis, a Emissora provisiona a totalidade da contingência. Por outro lado, a Emissora é credora, em ações tributárias nas quais é autora, de um valor total atualizado em 30 de setembro de 2001 de aproximadamente R\$494 milhões. Segue abaixo uma descrição das principais ações tributárias da Emissora:

Contribuição Social

A Emissora vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Emissora estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R\$109 milhões, que está totalmente provisionado em 30 de setembro de 2001.

COFINS

A Emissora está questionando o pagamento da COFINS em 1992. Devido a sentença judicial desfavorável, a Emissora pagou ao Governo Federal, em 30 de julho de 1999, o montante de R\$240 milhões. O valor referente ao principal, multa e juros da COFINS provisionada foi revertido e creditado no resultado do exercício no valor de R\$52 milhões em 1999.

Não obstante este pagamento, o Governo Federal alega que a Emissora ainda deve R\$103 milhões referentes a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Emissora está contestando esta pretensão do Governo Federal.

A Emissora acredita que nenhuma perda superior à quantia provisionada para as contingências acima mencionadas terá efeito material no seu resultado ou na sua posição financeira.

Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou três processos administrativos contra a Emissora no valor total de R\$ 161.269.140,22. O principal processo impetrado contra a Emissora refere-se a uma eventual dívida da Emissora no valor de R\$ 154 milhões ao Governo Federal, em decorrência de um erro no cálculo de créditos de Conta de Resultado a Compensar, que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal. A Emissora acredita ter argumentos sólidos para sua defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esses processos.

Funcionários

Em 30 de setembro de 2001, a Emissora possuía 11.354 funcionários, dos quais 302 exerciam cargos de gerência. Em 31 de dezembro de 2000, a Emissora possuía 11.648 funcionários, dos quais 407 exerciam cargos de gerência. Em 31 de dezembro de 1999, a Emissora possuía 11.748 funcionários, dos quais 396 exerciam cargos de gerência. A tabela a seguir apresenta o número de funcionários da Emissora, por categoria, nas datas indicadas:

	Número de funcionários		
	30 de setembro de 2001	31 de dezembro de 2000	31 de dezembro de 1999
Gerentes	144	407	396
Profissionais	1.403	1.232	1.262
Técnicos operacionais	7.666	7.935	8.015
Funcionários de escritório	1.843	1.962	2.059
Aprendizes	134	112	16
Total	11.367	11.648	11.748

Em 30 de setembro de 2001, somando remuneração, encargos sociais e benefícios, a Emissora teve um custo com seus funcionários de R\$487.584.000,00. Em 31 de dezembro de 2000, o custo da Emissora com seus funcionários foi de R\$600.921.000,00 e em 31 de dezembro de 1999, o custo da Emissora foi de R\$561.932.000,00. A Emissora firmou também contratos de prestação de serviços terceirizados por companhias privadas. O valor total desses contratos é de R\$78.493.903,77. Os pagamentos serão feitos pela Emissora na medida em que os serviços terceirizados forem prestados.

Praticamente a totalidade dos funcionários da Emissora são registrados de acordo com a legislação trabalhista brasileira aplicável aos funcionários do setor privado. A Emissora celebrou dissídio coletivo com 14 sindicatos diferentes em relação à maioria de seus funcionários. A partir de 1994, a Emissora deixou de empregar a prática de aumento automático de salários como ajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas anualmente sessões de dissídio coletivo e os salários são livremente negociados, vigorando o contrato resultante pelo período subsequente de 12 meses a contar do dia 10 de novembro. Em abril de 2001, a Emissora finalizou o dissídio coletivo para o período de um ano iniciado em 10 de novembro de 2000, após uma negociação com os sindicatos que representam seus funcionários. Esse novo contrato prevê aumento de salário de 6,15% em comparação com o exercício anterior e a participação nos lucros em conformidade com a legislação trabalhista brasileira.

Embora a Emissora tenha experimentado breves períodos de paralisações trabalhistas nos últimos quatro anos, em nenhuma delas houve qualquer interrupção de suas atividades essenciais. A Emissora não pode prever que efeito, se é que haverá, terão litígios trabalhistas futuros sobre os resultados de suas operações ou sua situação financeira. Da mesma maneira, a Emissora não pode prever que efeito, se é que haverá, terão alterações da regulamentação trabalhista brasileira.

Em 1995, a Emissora estabeleceu um programa de participação nos lucros para seus funcionários, em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo a lei brasileira, em qualquer exercício a Emissora não pode contribuir ao plano de participação nos lucros com valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão.

A Emissora participa também de diversos programas sociais. A Emissora possui um comitê de responsabilidade social empresarial que estabelece sua política de responsabilidade social e cidadania. Até 31 de dezembro de 2000, a Emissora investiu R\$ 2,08 bilhões em desenvolvimento social, sendo R\$ 1,71 bilhão em doações e subvenção de energia e R\$ 250.000,00 ao Fundo de Amparo à Infância e Adolescência - Bolsa Escola.

Treinamento

A Emissora realiza extenso programa de treinamento tanto para os aprendizes, como para seus funcionários. Os aprendizes são menores selecionados para participarem de programa de formação técnico-profissional para as carreiras de electricista de linhas de rede, electricista de manutenção, etc. O treinamento dos aprendizes dura 12 meses e após esse período os aprendizes estarão aptos a desenvolver as atividades para as quais foram selecionados.

Em relação a seus funcionários, a Emissora mantém uma Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional, para a formação de eletricitistas e aperfeiçoamento e reciclagem de funcionários, e um Programa de Educação Básica, destinado à complementação do ensino fundamental. Até 30 de setembro de 2001, 74.806 funcionários participavam da Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional, em relação a 70.874 funcionários que participavam até 31 de dezembro de 2000, e 63.879 que participavam até 31 de dezembro de 1999. Já no âmbito do Programa de Educação Básica foram entregues certificados a 600 funcionários em 3 anos, dentre 715 inscritos, e 60 funcionários estão matriculados atualmente. Até 30 de setembro de 2001, a Emissora havia investido R\$3.912.065,00 em seus programas de treinamento. Em 31 de dezembro de 2000, a Emissora havia investido R\$7.392.095,00 e em 31 de dezembro de 1999 R\$8.135.000,00 em programas de treinamento. A Emissora possui também um programa de trainees para jovens concluintes de cursos superiores ou recém formados para ocuparem funções técnicas ou gerenciais.

PDV

O Programa de Desligamento Voluntário da Emissora (“PDV”) foi lançado em março de 2001 e visou a adequação dos recursos humanos às necessidades da Emissora, bem como atenuar os efeitos sociais do desligamento de seus funcionários. O período de adesão ao PDV foi por prazo determinado e 567 funcionários aderiram. Até 30 de setembro de 2001, foram desligados 331 funcionários e os 236 restantes serão desligados até 1 de março de 2002, conforme os critérios previstos no PDV. O custo estimado do PDV é de R\$ 40 milhões, com retorno estimado para 9 meses.

XI.

ADMINISTRAÇÃO DA EMISSORA



A Emissora é administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria. Em razão de sua participação acionária majoritária, o Governo Estadual de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte do Conselho de Administração, podendo, com isso, controlar a orientação e operações futuras da Emissora. Cada detentor de ação ordinária tem o direito de votar para eleger os membros do Conselho de Administração. Mediante o sistema de votação cumulativa estabelecido na Lei nº 6.404/76 e nos regulamentos da CVM, qualquer acionista detentor de, pelo menos, 5% de ações ordinárias em circulação podem cumular votos para um ou mais de um nomeado como membro de Conselho de Administração.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é composto por 11 membros e, em geral, se reúne uma vez a cada dois meses. As responsabilidades do Conselho de Administração incluem a fixação da estratégia societária, orientação geral dos negócios e eleição e fiscalização dos 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. Os conselheiros suplentes atuam como substitutos de seus respectivos conselheiros efetivos quando estes não estão disponíveis para desempenhar suas funções de conselheiros ou, no caso de vaga no Conselho de Administração, até que o novo conselheiro seja nomeado para preencher tal vaga. Nenhum membro efetivo ou membro suplente do Conselho de Administração da Emissora possui um contrato de serviço que prevê benefícios após rescisão do vínculo empregatício.

Os membros do Conselho de Administração da Emissora 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 do Conselho de Administração, sete foram eleitos pelo Governo Estadual de Minas Gerais e quatro pela Southern. Os mandatos dos atuais membros do Conselho de Administração expiram em abril de 2003. Os nomes, cargos e datas da nomeação original dos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
Djalma Bastos de Moraes ⁽¹⁾	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Geraldo de Oliveira Faria	Conselheiro	14 de abril de 2000
Alexandre de Paula Dupeyrat Martins	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Cláudio José Dias Sales ⁽²⁾	Conselheiro	17 de julho de 1997
Oderval Esteves Duarte Filho ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril 2000
Nelcy Pereira Pena	Conselheiro	2 de junho de 2000
Sérgio Lustosa Botelho Martins ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
David Travesso Neto ⁽²⁾	Conselheiro	30 de abril de 2001
Ataíde Vilela	Conselheiro	4 de dezembro de 2000
Marcello Lignani Siqueira	Suplente	14 de abril de 2000
Luiz Cláudio de Almeida Magalhães	Suplente	14 de abril de 2000
Cláudio Gontijo	Suplente	14 de abril de 2000
José Luiz Ladeira Bueno	Suplente	30 de abril de 2001
Octacílio Machado Júnior	Suplente	14 de abril de 2000
Marc Leal Claassen ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Geraldo Dannemann ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Guy Maria Villela Paschoal	Suplente	30 de abril de 2001
João Bosco Braga Garcia ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Marcelo Pedreira de Oliveira ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Cristiano Corrêa de Barros	Suplente	30 de abril de 2001

(1) Presidente do Conselho de Administração

(2) Eleitos pela Southern

Seguem-se breves informações biográficas dos membros efetivos do Conselho de Administração:

Djalma Bastos de Morais - Sr. Morais 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. De 1993 a 1994, o Sr. Morais atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. O Sr. Morais 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 S.A. - Telemat; diretor de operações da Telecomunicações do Amazonas S.A. - Telemazon; e gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa.

Geraldo de Oliveira Faria - Sr. Faria é técnico em contabilidade. Trabalhou no Banco do Brasil S.A. e atuou como secretário do ex-vice-presidente do Brasil. Sr. Faria também atuou como diretor de recursos humanos do Banco do Brasil S.A.; consultor especial do ex-Presidente do Brasil, Sr. Itamar Franco; e consultor especial do presidente da Companhia de Saneamento Básico de Minas Gerais - Copasa.

Alexandre de Paula Dupeyrat Martins - Sr. Martins é bacharel e doutor em direito pela Universidade de Estrasburgo. Foi juiz trabalhista, bem como assistente jurídico do Senado brasileiro. O Sr. Martins atuou como consultor jurídico do Senado e Consultor Geral da União e do Senado. O Sr. Martins também trabalhou como Ministro da Justiça, Advogado Geral da União e Secretário do Tesouro de Minas Gerais.

Antônio Adriano Silva - 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.

Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas - Sr. Mascarenhas é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia econômica e de produção. Atualmente, é gerente de planejamento e desenvolvimento para gás da Gasmig. De 1994 a 1997, o Sr. Mascarenhas foi membro da comissão de energia da Associação de Engenheiros de Minas Gerais e participou de associações ligadas à CEMIG, tais como Associação Interdepartamental da CEMIG e do programa de seguro médico Prosaúde. No Instituto de Desenvolvimento Industrial de Minas Gerais - INDI, o Sr. Mascarenhas atuou, dentre outros cargos, como superintendente e assistente do Diretor-Presidente e como conselheiro.

Cláudio José Dias Sales - Sr. Sales é formado em engenharia mecânica e industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Também é formado em marketing gerencial pelo Instituto de Gerência e Negócios da mesma universidade. O Sr. Sales estudou o desenvolvimento e organização de sistemas postais na Alemanha. Foi membro da Organização dos Jovens Presidentes, tendo trabalhado para várias empresas públicas, inclusive o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, onde era encarregado da análise e controle de projetos de investimento e financiamento. De 1972 a 1975, o Sr. Sales trabalhou na Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos - ECT. Em 1975, tornou-se sócio da Sistemas, Planejamento e Análise S.A. - SPA. De 1980 a 1988, atuou como diretor-superintendente de "Daily Post" e "Brazil Herald," dois jornais diários escritos no idioma inglês, e como sócio-diretor da Termoconsult S.C. Ltda.

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

Nelcy Pereira Pena - Sr. Pena formou-se na Faculdade de Direito do Oeste de Minas Gerais em 1975. Também recebeu certificado de especialização da Fundação Dom Cabral. Atuou como advogado interno da Construtora Apia Ltda. e Cimetal Siderurgia S.A. Atualmente é procurador do Estado de Minas Gerais.

Sérgio Lustosa Botelho Martins - Sr. Martins formou-se em economia na Universidade Federal de Minas Gerais em 1962. Atuou como economista e executivo financeiro da Magnesita S.A.; diretor do Grupo Financeiro Múltiplic; sócio-gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda.; diretor da Tecnicorp, sociedade corretora que subsequentemente se tornou o Banco Tecnicorp; subsecretário de Comércio e Indústria do Estado de Rio de Janeiro; sócio-gerente da Mineração Mira Serra Ltda.; e diretor-comercial da Datamec S.A. Desde 1995, o Sr. Martins é sócio da Plus Santé, empresa de assistência médica.

David Travesso Neto - Sr. Travesso Neto é formado em engenharia de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Brasil, em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas, sendo mestre em administração de empresas pelo IMD/Universidade de Genebra, Suíça. É atualmente Diretor-Presidente de Comercialização da Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A. e membro do conselho da Light Serviços de Eletricidade S.A., Eletronet S.A., Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e Infovias. O Sr. Travesso Neto iniciou sua carreira na Alcan Alumínio do Brasil S.A., nas áreas de engenharia industrial, planejamento, negócios e tecnologia da informação. Tem atuado também como consultor na área de administração de empreendimentos e marketing internacional. De 1992 a 1997, trabalhou para a Sebrae-MG como diretor-superintendente. Em 1997, atuou como vice-presidente executivo da CEMIG e diretor-executivo da Gasmig. De 1979 a 1980 lecionou na faculdade de engenharia da Universidade Federal de Ouro Preto.

Ataide Vilela - Sr. Vilela é formado em engenharia pela Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia de produção. Atualmente ocupa o cargo de diretor da Federação dos Trabalhadores das Indústrias Urbanas de Minas Gerais no período 1999 - 2002. O Sr. Vilela também atua como representante da Confederação Nacional dos Trabalhadores Industriais.

Diretoria

A Diretoria é composta por cinco diretores executivos e é responsável pela execução das deliberações tomadas pelo Conselho de Administração da Emissora. Os diretores têm responsabilidades individuais estabelecidas pelo Conselho de Administração e pelo estatuto social da Emissora, 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.

Os nomes, cargos e datas da nomeação original dos diretores da Emissora são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo Atual</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
Djalma Bastos de Moraes	Diretor-Presidente;	14 de janeiro de 1999
Guy Maria Villela Paschoal	Diretor-Presidente de Planejamento, Diretor de Projeto e Construção, Vice Presidente Executivo; e Diretor de Geração e Transmissão de Energia	14 de janeiro de 1999
Aloísio Marcos Vasconcelos Novais	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	14 de janeiro de 1999
Stalin Amorim Duarte	Diretor de Gestão Empresarial	14 de janeiro de 1999
Cristiano Corrêa de Barros	Diretor de Finanças e de Investimentos e Diretor de Relações com Investidores em exercício	14 de abril de 2000

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

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

Guy Maria Villela Paschoal - Sr. Paschoal é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. De 1969 a 1971, foi presidente do Comitê de Operação do Sistema Interligado Centro-Sul. De 1949 a 1987, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente, diretor, diretor executivo, vice-presidente executivo e diretor-presidente. Em 1986, Sr. Paschoal atuou como diretor presidente da Gasmig. Em 1987, foi consultor da Eletrobrás. De 1987 a 1989, Sr. Paschoal foi Secretário Geral do Ministério de Minas e Energia e, de 1989 a 1998, foi consultor técnico da Construtora Andrade Gutierrez S.A.

Aloísio Marcos Vasconcelos Novais - Sr. Novais é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo pós-graduação por instituições dos Estados Unidos e Itália. Trabalhou na CEMIG e INDI e foi gerente regional da Asea Brown Boveri S.A. O Sr. Novais também atuou como presidente da Associação de Engenharia do Estado de Minas Gerais, foi Deputado Federal, Secretário de Minas Gerais, diretor regional da Siemens S.A., e diretor da Câmara de Comércio Internacional.

Stalin Amorim Duarte - Sr. Duarte é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com especialização em Engenharia Econômica pelo Instituto de Estudos Econômicos Aplicados. Desde 1969, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente de todos os níveis e superintendente de materiais e suprimentos. O Sr. Duarte passou por treinamento em vários países, inclusive Estados Unidos, Coréia, França, Espanha, Inglaterra, Canadá, Itália e Japão.

Cristiano Corrêa de Barros - Sr. Barros é formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em engenharia econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Também estudou análise de sistemas de processamento de dados na mesma universidade, tendo passado por treinamento em desenvolvimento de gerentes na Universidade de São Paulo. Sr. Barros detém certificado em Análise de Projetos pelo Programa Internacional de Investimentos do Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, tendo estudado matemática comercial e financeira no Instituto de Estudos Econômicos e Administrativos de Minas Gerais. Ademais, o Sr. Barros fez cursos de Economia e Finanças na Eletrobrás em associação com a Electricité de France. Na CEMIG, atuou como engenheiro, gerente de todos os níveis e Diretor-Financeiro. Sr. Barros é Diretor-Financeiro, Administrativo e Comercial da Gasmig, Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho e Térmica Usiminas.

Remuneração dos Conselheiros e Diretores

Para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, o valor total da remuneração paga aos conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R\$ 0,8 e R\$ 1,4 milhão, respectivamente.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é composto por cinco membros e cinco suplentes eleitos pelos acionistas da Emissora na assembléia geral ordinária, para mandato de um ano. Em geral o Conselho Fiscal se reúne uma vez a cada três meses. Um dos membros do Conselho Fiscal é eleito pelos detentores de ações preferenciais. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é analisar as demonstrações financeiras, reportando-as aos acionistas da Emissora. 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 apresentados para análise. O Conselho Fiscal também examina as atividades da administração, informando-as aos acionistas. Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram em 30 de abril de 2002, são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo Atual</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
João Pedrosa Castello	Membro	27 de abril de 1999
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West	Membro	27 de abril de 1999
Jorge Michel Lepeltier	Membro	30 de abril de 2001
Ronald Gastão Andrade Reis	Membro	30 de abril de 1998
Pedro Autran da Matta e Albuquerque	Suplente	27 de abril de 1999
Francisco Vicente Santana Silva Teles	Suplente	30 de abril de 2001
Flávio Stamm	Suplente	30 de abril de 2001
Luiz Carlos Sizenando Silva	Suplente	14 de abril de 2000

Atualmente, um dos cargos de membro suplente do Conselho Fiscal está vago. A Emissora espera que o cargo seja preenchido na próxima assembléia geral ordinária.

Conselho de Consumidores

A Emissora criou um Conselho de Consumidores, composto de representantes de grupos de consumidores e organizações de defesa do consumidor. O Conselho de Consumidores ajuda a Emissora a tomar decisões sobre seus serviços e outros assuntos relacionados a seus consumidores.

XII.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

A Emissora possui no total 158.999.498.432 ações escriturais e nominativas em seu capital social, divididas em 69.495.477.931 ações ordinárias e 89.504.020.501 ações preferenciais. O Governo Estadual de Minas Gerais é titular de 35.413.734.262 ações ordinárias, correspondentes a 50,96% do capital votante, e de 1.850.550.863 ações preferenciais, correspondentes a 2,07% do capital preferencial da Emissora. Ademais, a MGI é titular de 1.117.681.168 ações preferenciais, correspondentes a 1,25% do capital preferencial da Emissora. A Southern é o segundo maior acionista da Emissora, titular de 22.908.484.893 ações ordinárias, correspondentes a 32,96% do capital votante da Emissora.

A Southern é uma joint venture constituída em 1994 e é uma subsidiária da AES Corporation, uma companhia de energia global com sede na Cidade de Arlington, Estado da Virginia, nos Estados Unidos da América. A Mirant Corporation (anteriormente denominada Southern Energy Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos da América, também é sócia da Southern. Além disso, o Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern. A Southern dedica-se às atividades de geração de energia, distribuição e fornecimento de varejo.

Segue no quadro abaixo as informações referentes à titularidade das ações ordinárias e ações preferenciais da Emissora em 30 de setembro de 2001:

Acionista	Ações Ordinárias	%	Ações	
			Preferenciais	%
Governo Estadual de Minas Gerais	35.413.734.262	50,96	1.850.550.863	2,07
MGI	-	-	1.117.681.168	1,25
Southern	22.908.484.893	32,96	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo	137.811	-	4.836.623	0,01
Outros	11.173.120.965	16,08	86.530.951.847	96,67
Total	69.495.477.931	100,00%	89.504.020.501	100,00%

Desde sua constituição, as operações da Emissora foram influenciadas pelo fato de ser controlada pelo Governo Estadual de Minas Gerais. As operações da Emissora tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do estado. O Governo Estadual de Minas Gerais, no passado, orientou a Emissora a dedicar-se a certas atividades e a efetuar certos dispêndios destinados, principalmente, a promover seus objetivos sociais, políticos ou econômicos e não necessariamente destinados à geração de lucros, podendo o Governo Estadual de Minas Gerais orientar a Emissora nesse mesmo sentido no futuro.

As alterações dos percentuais de participação do Governo Estadual de Minas Gerais no capital social da Emissora são as seguintes, nas datas indicadas:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
1º de janeiro de 1997	28.938.227.169	50,96	3.948.482.470	5,40	32.886.709.639	25,31
19 de março de 1997 ⁽¹⁾	28.938.227.169	50,96	4.017.152.110	5,49	32.955.379.279	25,36
26 de março de 1997 ⁽²⁾	28.938.227.169	50,96	2.397.152.110	3,28	31.335.379.279	24,12
10 de fevereiro de 1998 ⁽³⁾	28.938.227.169	50,96	1.512.172.110	2,07	30.450.399.279	23,44
30 de abril de 1998 ⁽⁴⁾	35.413.734.262	50,96	1.850.550.863	2,07	37.264.285.125	23,44

(1) Em 19 de março de 1997, 68.669.640 ações preferenciais foram devolvidas ao Governo Estadual de Minas Gerais pela Bolsa de Valores de São Paulo. Essas ações representavam o número total de ações preferenciais não vendidas remanescentes no Programa de ADRs da Emissora instituído em 23 de setembro de 1994.

(2) Em 26 de março de 1997, 1.620.000.000 ações preferenciais foram transferidas para custódia da Bolsa de Valores de Minas-Espírito Santo-Brasília para serem vendidas em leilão público, nos termos da Lei Estadual nº 11.986 de 1º de novembro de 1996, que estabelece recursos para a dívida pública e programas sociais.

(3) Em 10 de fevereiro de 1998, 884.980.000 ações preferenciais foram transferidas à MGI de acordo com a garantia prestada pelo Governo Estadual de Minas Gerais à Mercedes Benz do Brasil S.A., no que respeita à construção de uma fábrica em Minas Gerais.

(4) Em 30 de abril de 1998, o Governo Estadual de Minas Gerais recebeu 6.813.885.846 ações, a título de bonificação, perfazendo 22,377% do total das ações em circulação da Emissora detidas pelo Governo Estadual de Minas Gerais nessa data.

Em 19 de agosto de 1976, o Governo Estadual de Minas Gerais constituiu a MGI, uma companhia de investimento por meio do qual o Governo Estadual de Minas Gerais detém diversos investimentos. As alterações dos percentuais de participação acionária na MGI encontram-se descritos abaixo, nas datas indicadas:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
6 de dezembro de 1995 ⁽¹⁾	13.587.000.000	25,11	-	-	13.587.000.000	10,98
1º de março de 1996 ⁽²⁾	5.132.600.000	9,05	-	-	18.719.600.000	14,42
7 de outubro de 1996 ⁽³⁾	18.719.600.000	32,99	2.608.329.828	3,57	21.327.929.828	16,43
26 de março de 1997 ⁽⁴⁾	18.719.600.000	32,96	28.329.828	0,04	18.747.929.828	14,43
27 de maio de 1997 ⁽⁵⁾	-	-	28.329.828	0,04	28.329.828	0,02
10 de fevereiro de 1998 ⁽⁶⁾	-	-	913.309.828	1,25	913.309.828	0,70
30 de abril de 1998 ⁽⁷⁾	-	-	1.117.681.168	1,25	1.117.681.168	0,70

(1) Em 6 de dezembro de 1995, a MGI recebeu 13.587.000.000 ações ordinárias do Governo Estadual de Minas Gerais, de acordo com a Lei nº 11.968.

(2) Em 1º de março de 1996, a MGI recebeu 5.132.600.000 ações ordinárias do Governo Estadual de Minas Gerais, de acordo com a Lei nº 11.968.

(3) Em 7 de outubro de 1996, a MGI recebeu 2.608.329.828 ações preferenciais do Governo Estadual de Minas Gerais, de acordo com contrato de venda celebrado entre o Governo Estadual de Minas Gerais e a MGI.

(4) Em 26 de março de 1997, a MGI vendeu 2.580.000.000 ações preferenciais em leilão público realizado na Bolsa de Valores de Minas–Espírito Santo–Brasília.

(5) Em 27 de maio de 1997, 18.719.600.000 ações ordinárias foram transferidas para a Bolsa de Valores do Rio de Janeiro para subsequente transferência à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas pelos detentores de debêntures pelas ações da Emissora.

(6) Em 10 de fevereiro de 1998, a MGI recebeu 884.980.000 ações preferenciais do Governo Estadual de Minas Gerais, de acordo com garantia prestada pelo Governo Estadual de Minas Gerais tendo por objeto fábrica construída pela Mercedes Benz do Brasil S.A.

(7) Em 30 de abril de 1998, a MGI recebeu 204.371.340 ações a título de bonificação, que perfaz 22,377% da totalidade das ações em circulação detidas pela MGI, nessa data.

Em 28 de maio de 1997, em leilão público, a Southern adquiriu 32,98% das ações ordinárias da Emissora. Essas ações foram transferidas à Southern em 18 de junho de 1997.

Seguem abaixo informações referentes às alterações da participação acionária da Southern na Emissora:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
18 de junho de 1997 (1)	18.719.600.000	32,96	-	-	18.719.600.000	14,41
30 de abril de 1998 (2)	22.908.484.892	32,96	-	-	22.908.484.892	14,41
9 de setembro de 1998 (3)	22.908.484.893	32,96	-	-	22.908.484.893	14,41

(1) Em 18 de junho de 1997, 18.719.600.000 Ações Ordinárias foram transferidas à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas pelos detentores de debêntures por ações da Emissora.

(2) Em 30 de abril de 1998, a Southern recebeu 4.188.884.892 Ações Ordinárias a título de bonificação, representativas de 22,377% da totalidade das ações em circulação de titularidade da Southern.

(3) Em 9 de setembro de 1998, foi recebida uma ação de ex-conselheiro nomeado pela Southern.

Em 30 de setembro de 2001, a Emissora tinha 22 acionistas nos Estados Unidos da América que conjuntamente detinham um total de 493.387.141 ações ordinárias. A Emissora também tinha 209 acionistas nos Estados Unidos da América que detinham em conjunto um total de 11.012.687.647 ações preferenciais. Dos 22 detentores de ações ordinárias localizados nos Estados Unidos da América, um acionista detinha o registro de suas ações evidenciado no livro de registro de ações nominativas da Emissora, enquanto que os demais 21 acionistas detinham ações da Emissora por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo. Dos 209 acionistas preferenciais localizados nos Estados Unidos da América, 19 detinham o registro das ações da Emissora evidenciado no livro de registro de ações nominativas da Emissora, enquanto que 190 acionistas detinham ações da Emissora por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo.

Em 13 de agosto de 2001, a Emissora obteve junto à Securities and Exchange Commission dos Estados Unidos o registro de seu programa de ADRs Nível II para negociação de seus ADRs na Bolsa de Valores de Nova Iorque. A negociação dos ADRs foi iniciada em setembro de 2001.

Embora o Estatuto Social da Emissora não preveja quaisquer restrições em relação à mudança de seu controle, para a mudança de controle da Emissora seria necessária lei estadual específica que a autorizasse, em virtude de ser a Emissora uma sociedade de economia mista.

Acordo de Acionistas

Em 1997, o Governo Estadual de Minas Gerais, controlador da Emissora, vendeu 32,96% das ações ordinárias da Emissora para um grupo de investidores estratégicos liderados pela Southern. Como parte da venda, conduzida através de leilão público, o Governo Estadual de Minas Gerais e a Southern firmaram, em 18 de junho de 1997, um acordo de acionistas, estabelecendo um quorum mínimo para a aprovação de determinadas matérias.

Nos termos do acordo de acionistas, as partes votarão em bloco em relação a determinadas alterações ao estatuto social da Emissora, emissão de debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, criação de partes beneficiárias, resgate e amortização de ações, fusão, cisão, incorporação, dissolução ou liquidação da Emissora e distribuição de dividendos em percentual diverso do obrigatório previsto no estatuto social da Emissora. Ademais, o Governo Estadual de Minas Gerais, a Southern e os acionistas minoritários poderiam indicar seis, quatro e um membro, respectivamente, para o Conselho de Administração da Emissora, assim como o mesmo número de suplentes. O Governo Estadual de Minas Gerais e a Southern também poderiam indicar três e dois membros, respectivamente, para o Conselho Fiscal da Emissora. Ainda nos termos desse acordo de acionistas, a Southern também terá o direito de nomear três dos oito membros da Diretoria. O acordo de acionistas também estabelece os princípios gerais de condução dos negócios sociais e disposições relativas à cessão e oneração de ações da Emissora.

Em 1999, após as eleições, o Governo Estadual de Minas Gerais entrou com uma ação para anular o acordo de acionistas fundamentando que esse acordo violava as Constituições Federal e Estadual porque o quorum mínimo para aprovação de determinadas matérias constituiria uma transferência de controle ilegal da Emissora para a Southern. De acordo com essa ação, somente uma lei estadual específica poderia transferir o controle da Emissora para a Southern.

Após algumas decisões preliminares desfavoráveis ao Governo Estadual de Minas Gerais em instância inferior, em 1999 o Governo Estadual de Minas Gerais obteve uma liminar da segunda instância estadual que suspendeu os efeitos do acordo de acionistas, aguardando a decisão final de segunda instância.

Em agosto de 2001, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais decidiu que o acordo de acionistas é nulo e inválido por violar as Constituições Federal e Estadual. Após essa decisão, que poderá ser objeto de recurso pela Southern, os direitos de voto são exercidos conforme estabelecido no estatuto social da Emissora, e não conforme o acordo de acionistas. Nos termos do estatuto social da Emissora, cada ação ordinária dá direito a um voto nas assembleias gerais de acionistas. O estatuto social da Emissora não estabelece nenhum direito extraordinário ou privilégios à Southern, além daqueles previstos em virtude de ser detentora de ações ordinárias.

Informações Sobre os Valores Mobiliários em Circulação Emitidos pela Emissora

Exceto por suas ações e ADRs que são negociados na BOVESPA e na Bolsa de Valores de Nova Iorque, a Emissora não possui outros valores mobiliários em circulação no mercado.

XIII.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Emissora possui as seguintes operações com partes relacionadas:

UTE Ipatinga

Há um convênio celebrado entre a Emissora e a Usina Térmica Ipatinga S.A. (“UTE Ipatinga”), datado de 28 de dezembro de 2000, através do qual a Emissora presta os serviços necessários à gestão da UTE Ipatinga, através do fornecimento de pessoal nas áreas administrativa, comunicação social, meio ambiente, auditoria, contabilidade, controle patrimonial, financeira, documentação, informática, recursos financeiros, comercialização, seguros, suprimentos logística e armazenamento. A vigência desse acordo é de 12 meses, contados da data de sua assinatura, podendo ser rescindido, a qualquer tempo, por qualquer uma das partes, sem ônus adicionais.

Os serviços prestados pela Emissora à UTE Ipatinga são remunerados por esta última mensalmente. Em caso de inadimplemento, deverá ser aplicada (i) multa de 0,2% ao dia sobre o valor constante do serviço prestado relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento, não podendo o valor da referida multa ser superior à 10% do respectivo montante relativo à aquele mês; ou (ii) multa de 10% calculada sobre o valor do custo dos serviços relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento.

UHE Sá Carvalho

Há dois convênios celebrados entre a Emissora e a Sá Carvalho S.A., ambos datados de 01 de março de 2001.

Através do primeiro convênio, a Emissora presta os serviços de consultoria e apoio técnico para atividade de manutenção da UHE Sá Carvalho, mediante a disponibilização de pessoal, equipamentos e recursos necessários à gestão da UHE Sá Carvalho. Este acordo tem vigência de 60 meses contados desde a data de sua assinatura, podendo ser rescindido, a qualquer tempo, por qualquer das partes, sem ônus adicionais. Pela prestação dos serviços, a UHE Sá Carvalho paga à Emissora mensalmente uma remuneração fixa e uma variável, conforme o tipo de serviço prestado e observada uma tabela padrão da Emissora anexa ao convênio. Em caso de inadimplemento, deverá ser aplicada (i) multa de 0,2% ao dia sobre o valor constante do serviço prestado relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento, não podendo o valor da referida multa ser superior à 10% do respectivo montante relativo àquele mês; ou (ii) multa de 10% calculada sobre o valor do custo dos serviços relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento.

O segundo convênio regula a prestação de serviços da Emissora à UHE Sá Carvalho com relação à consultoria e apoio técnico necessários, nas áreas administrativa, jurídica, comunicação social, meio ambiente, auditoria, planejamento, engenharia, contabilidade, controle patrimonial, financeira, documentação, informática, recursos financeiros, comercialização, seguros, suprimentos logística e armazenamento. Este convênio tem a vigência de 60 meses contados da data de sua assinatura, podendo ser rescindido, a qualquer tempo, por qualquer das partes, sem ônus adicionais. Pela prestação dos serviços, a UHE Sá Carvalho paga à Emissora mensalmente uma remuneração fixa. Em caso de inadimplemento, deverá ser aplicada (i) multa de 0,2% ao dia sobre o valor constante do serviço prestado relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento, não podendo o valor da referida multa ser superior à 10% do respectivo montante relativo àquele mês; ou (ii) multa de 10% calculada sobre o valor do custo dos serviços relativo ao mês em que se verificou o inadimplemento.

Contrato CRC

Em 31 de maio de 1995, a Emissora firmou com o Estado de Minas Gerais um Termo de Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar (“CRC”), no valor de R\$602.198.290,88, para o Governo Estadual de Minas Gerais para a quitação dos contratos de refinanciamento celebrados entre o Governo Estadual de Minas Gerais e a União Federal. Como garantia da transferência, o Governo Estadual de Minas Gerais cedeu à Emissora até a final liquidação das obrigações desse contrato, as parcelas ou quotas-partes do Fundo de Participação dos Estados - FPE a ele destinadas ou tributo que venha a substituí-lo, no valor correspondente ao das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida. O contrato estabelece que o Governo Estadual de Minas Gerais realize pagamentos mensais para a Emissora durante 20 anos com um período de carência de três anos isento de pagamento de juros e de principal. Os juros incidentes sobre o contrato são de 6% ao ano, acrescidos de reajuste de acordo com o IGP-DI/FGV. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995 e os juros não pagos durante o período de carência de três anos foram capitalizados. O saldo devedor desse contrato em 30 de setembro de 2001 era de R\$1.425.169.367,90. Desse total, R\$336.985.570,44 são relacionados a 28 prestações vencidas de juros e correção monetária que não foram pagas pelo Governo Estadual de Minas Gerais em relação aos períodos de abril a dezembro de 1999 e março de 2000 a setembro de 2001.

Em 2000, a Emissora recebeu aproximadamente R\$ 17 milhões do Governo Estadual de Minas Gerais como pagamento relativo a este contrato, sendo R\$ 6,8 milhões referentes ao principal, R\$ 9,9 milhões referentes a juros e R\$ 0,2 milhão de multa. O Governo Estadual de Minas Gerais não realizou pagamento algum em relação a esse contrato durante o trimestre findo em 30 de setembro de 2001.

Adicionalmente à transferência dos recursos repassados pelo Governo Federal, o Governo Estadual de Minas Gerais poderá comprometer-se a efetuar os pagamentos mensais através de compensação com os dividendos que teria direito a receber. A Lei de Responsabilidade Fiscal de 4 de maio de 2000, estabelece que as administrações dos governos estaduais cumpram suas obrigações de pagamento até o final de cada mandato. Para que o Governo Estadual de Minas Gerais cumpra com a Lei de Responsabilidade Fiscal, deverá efetuar os pagamentos dos valores devidos à Emissora até 31 de dezembro de 2002. Porém, se o Governo Estadual de Minas Gerais estiver com problemas financeiros ao tempo de referido pagamento, a Emissora não pode estimar quando esse pagamento será feito. Além disso, como o Governo Estadual de Minas Gerais controla a Emissora, não há garantia alguma de que qualquer renegociação desse contrato seja conduzida de forma equânime.

Em 22 de novembro de 2001, os acionistas minoritários da Emissora, através da Associação Nacional dos Investidores no Mercado de Capitais - Animec, apresentaram uma representação perante a CVM requerendo a abertura de inquérito contra a Emissora em virtude da não cobrança das parcelas em atraso da CRC. De acordo com os minoritários, a não cobrança do débito está afetando a maximização dos lucros da Emissora e gerou um déficit no seu fluxo de caixa. A Emissora esperará uma comunicação formal da CVM para apresentar sua defesa formal. Existe a possibilidade, ainda, de o Governo Estadual de Minas Gerais federalizar a dívida relativa a essas parcelas vencidas e não pagas.

Em 30 de junho de 2001, o saldo devedor desse contrato era de R\$1.425.169.367,90.

Debêntures UHESC S.A.

Em 5 de junho de 2000, a UHESC S.A. (Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho S.A.), uma subsidiária integral da Emissora, emitiu debêntures no mercado nacional no valor de R\$ 75.000.000,00, através da Banif Primus Corretora de Valores e Câmbio S.A. A emissão foi realizada para a obtenção de recursos para a integralização do aumento de capital social da Sá Carvalho S.A., objetivando a aquisição dos ativos e da concessão relacionados à Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho, pertencentes à Acesita. O prazo das debêntures é de 12 anos, vencendo-se, portanto, em 5 de junho de 2012, data em que o pagamento do principal, acrescido da remuneração, deverá ser realizado. Como garantia da emissão, a Emissora, a partir de quando se tornou detentora da Sá Carvalho S.A., se comprometeu a dar em caução aos debenturistas os direitos creditórios da Sá Carvalho decorrentes de contrato de fornecimento de energia elétrica a ser firmado entre a Acesita e a Sá Carvalho logo após a transferência dos ativos vinculados à concessão. Em 30 de setembro de 2001, o saldo devedor atualizado dessa emissão de debêntures era de R\$ 77.736.000,00.

Infovias

Em 1 de setembro de 2001, a Emissora firmou com a Furukawa Empreendimentos, Engenharia e Construções Ltda. (“Furukawa”), com a interveniência da Infovias, um Termo de Cessão e Transferência de Créditos com o objeto de regular a cessão de direitos creditórios da Furukawa junto a Infovias, em relação a um Contrato de Prestação de Serviços firmado entre a Furukawa e a Infovias, para a Emissora, como forma de pagamento dos serviços prestados para a Furukawa nos termos de um Contrato de Manutenção firmado entre a Emissora e a Furukawa no valor de R\$ 1.980.000,00. O Contrato de Manutenção tem validade até 1 de setembro de 2004. Dessa forma, a Emissora passou a emitir os documentos de cobrança relativos ao Contrato de Manutenção contra a Infovias.

Gasmig

A Emissora firmou dois convênios com a Gasmig. O primeiro convênio foi firmado em 20 de abril de 1999, e refere-se à prestação de serviços, pela Emissora, nas áreas administrativa, técnica, econômica e financeira, quando requisitados pela Gasmig. Através do convênio, a Gasmig deverá pagar a Emissora por todo o custo dos serviços prestados. Este convênio tem prazo de duração de 60 meses a partir da data de assinatura e tem valor estimado de R\$ 4.900.000,00. O outro convênio foi firmado em 24 de janeiro de 2001, e refere-se à cessão de funcionários pela Emissora à Gasmig, com a atribuição única e exclusiva de desempenharem as atividades interessantes às finalidades estatutárias da Gasmig. Este convênio tem prazo até 1 de outubro de 2001, podendo ser renovado.

*Operações com os Coordenadores da Oferta***Eurobônus**

A Emissora lançou, em 18 de novembro de 1996, através do ING Barings, seu programa de eurobônus no valor de US\$150.000.000,00, com o objetivo de executar o seu programa de investimentos. Nos termos do programa de eurobônus, o principal será pago em uma única parcela em 18 de novembro de 2004. Sobre o principal incidirão juros à taxa de 9,125% a.a., que deverão ser pagos em parcelas semestrais, consecutivas e aproximadamente iguais, a partir de 18 de maio de 1997. O programa de eurobônus previa ainda o exercício de put/call em 18 de novembro de 2001.

O saldo devedor do programa de eurobônus em 30 de setembro de 2001 era de R\$400.695.000,00.

Em agosto de 2001, a Emissora iniciou negociações com os detentores desses títulos para que a opção de resgate antecipado que venceu em 18 de novembro de 2001 não fosse exercida. Entretanto, a instabilidade do cenário político e econômico internacional fez com que o sucesso da operação fosse prejudicado, obrigando a Emissora a desembolsar US\$121,4 milhões em novembro de 2001 para o pagamento aos credores que exerceram a opção. Desse valor, um montante de US\$115 milhões foram pagos com recursos de financiamento obtidos junto a quatro instituições financeiras.

XIV.

INFORMAÇÕES REFERENTES AO ANEXO I DA INSTRUÇÃO CVM Nº 13/80

I. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

O capital social da Emissora é 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), sendo representado conforme abaixo descrito.

<u>Espécie e Classe das Ações (1 e 2)</u>	<u>Quantidade</u>	<u>Valor (R\$ mil)</u>
Ordinárias	69.495.477.931	694.954.779,31
Preferenciais	89.504.020.501	895.040.205,01
TOTAL	158.999.498.432	1.589.994.984,32

(1) Posição na data de 30 de junho de 2001;

(2) Ações sem valor nominal.

II. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO LANÇAMENTO

Emissão pública de 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência, com valor nominal unitário na data de emissão de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo o montante de R\$ 625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais), divididas em duas séries, a primeira no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) e a segunda no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais), todas com data de emissão em 1 de novembro de 2001, tendo a 1ª Série vencimento em 1 de novembro de 2009 e a 2ª Série vencimento em 1 de novembro de 2011.

A tabela a seguir especifica a receita líquida para a Emissora, a ser obtida após a emissão das Debêntures (assumindo-se a colocação total das Debêntures):

<u>Série</u>	<u>Quantidade de Debêntures</u>	<u>Preço de Emissão (R\$)</u>	<u>Montante (R\$)</u>
1ª Série	31.250	R\$ 10.000,00	R\$ 312.500.000,00
2ª Série	31.250	R\$ 10.000,00	R\$ 312.500.000,00
		Custo da Distribuição ⁽¹⁾	R\$ 11.250.000,00
		Líquido para a Emissora	R\$ 613.750.000,00

(1) Com base no valor da Debênture na Data de Emissão.

III. DEMONSTRATIVO DE CUSTO DA DISTRIBUIÇÃO

1. Comissionamento:

- Comissão de Coordenação de 0,5% (zero vírgula cinco por cento) incidente sobre o montante total desta emissão pública de Debêntures. A Comissão de Coordenação será calculada com base no valor nominal das Debêntures definido na Cláusula Primeira do Contrato de Distribuição de Debêntures, e paga aos Coordenadores, em igual proporção;
- Comissão de Colocação de 0,5% (zero vírgula cinco por cento) incidente sobre o montante total desta emissão pública de Debêntures. A Comissão de Colocação será calculada com base no valor nominal das Debêntures definido na Cláusula Primeira do Contrato de Distribuição de Debêntures e o pagamento será feito aos Coordenadores proporcionalmente à quantidade de Debêntures colocadas e/ou subscritas por cada um deles; e
- Comissão de Garantia de 0,8% (zero vírgula oito por cento) incidente sobre o montante efetivamente garantido por cada um dos Coordenadores, conforme descrito na Cláusula Terceira do Contrato de Distribuição de Debêntures e na Proposta Comercial. A Comissão de Garantia será calculada com base no valor nominal das Debêntures definido na Cláusula Primeira do Contrato de Distribuição de Debêntures, e paga aos Coordenadores proporcionalmente.

2. Despesas decorrentes do Registro junto à CVM:

Montante correspondente ao cálculo de 0,3 % (zero vírgula três por cento) do valor de cada série da Emissão, limitada ao valor de R\$ 82.870,00 (oitenta e dois mil oitocentos e setenta reais) por série, totalizando R\$ 165.740,00 (cento e sessenta e cinco mil setecentos e quarenta reais).

3. Custo unitário do lançamento:

<u>Preço por debênture</u>	<u>Custo por debênture</u>	<u>Montante líquido por debênture</u>
R\$ 10.000,00	R\$ 166,65	R\$ 9.833,35

IV. CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES**Emissora**

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

Coordenador Líder da Distribuição

Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.

Nos termos do “INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE COLOCAÇÃO DE DEBÊNTURES EM REGIME DE GARANTIA FIRME E MELHORES ESFORÇOS”, firmado em 4 de outubro de 2001 entre a Emissora e os Coordenadores, os Coordenadores farão a colocação e distribuição de 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) Debêntures da presente Emissão, sendo 50.000 (cinquenta mil) em regime de garantia firme e 12.500 (doze mil e quinhentas) em regime de melhores esforços.

Coordenadores da Distribuição

- 1-Banco Itaú S.A.;
- 2-Banco Bradesco S.A.;
- 3-Banco BBA Creditanstalt S.A.;
- 4-Banco Sudameris de Investimentos S.A., e
- 5-ING Barings Corretora de Câmbio e Títulos S.A.

V. CONDIÇÕES E PRAZO DE SUBSCRIÇÃO E INTEGRALIZAÇÃO**Prazos e Condições:****a. Da Distribuição Junto ao Público**

A colocação e/ou subscrição das Debêntures somente terá início após a data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM e da publicação do 2º (segundo) Anúncio de Início de Distribuição Pública, conforme Artigo 26 da Instrução CVM nº 13/80.

As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme e melhores esforços, 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 nº 13, de 30 de setembro de 1980, 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.

b. Prazo para Distribuição dos Títulos

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.

O prazo para colocação pública das Debêntures será de 2 (dois) dias úteis, a contar da data da publicação do Segundo Anúncio de Início de Distribuição Pública das Debêntures.

A critério da Emissora, as Debêntures objeto de distribuição pública sob regime de melhores esforços que não forem colocadas pelas instituições financeiras contratadas pela Emissora poderão ser canceladas mediante deliberação do Conselho de Administração da Emissora.

Os Coordenadores apenas poderão promover a colocação das Debêntures da 2ª série desta emissão depois de colocada a totalidade das Debêntures da 1ª série ou após o cancelamento das Debêntures da 1ª série que não foram colocadas.

c. Preço de Subscrição

O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal Unitário atualizado, acrescido dos juros remuneratórios, desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de juros remuneratórios, conforme o caso, até a data da efetiva subscrição.

d. Integralização e Forma de Pagamento

A integralização das Debêntures será feita à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

VI. CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

Emissão aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária de 14 de setembro de 2001, com as seguintes características:

1. Quantidade de Títulos

Serão emitidas 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas) Debêntures, sendo 31.250 (trinta e uma mil duzentas e cinquenta) da 1ª Série e 31.250 (trinta e uma mil duzentas e cinquenta) da 2ª Série.

2. Data de Emissão

A data de emissão será o dia 1º de novembro de 2001.

3. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures será de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), na Data de Emissão.

4. Valor Total da Emissão

O valor total da presente Emissão é de R\$ 625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais), dividido em duas séries.

5. Número de Séries

As Debêntures serão emitidas em duas séries, sendo a 1ª Série constituída por 31.250 (trinta e uma mil, duzentas e cinquenta) Debêntures no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) na Data de Emissão e a 2ª Série constituída por 31.250 (trinta e uma mil, duzentas e cinquenta) Debêntures no montante de R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) na Data de Emissão.

6. Classe e Forma

As Debêntures serão simples, ou seja, não conversíveis em ações, da forma nominativa escritural, sem emissão de cautelas ou certificados.

7. Espécie

As Debêntures serão da espécie sem garantia nem preferência (quirografia).

8. 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 1º de novembro de 2009, 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 1º de novembro de 2011.

9. Amortização

Não são programadas amortizações das Debêntures antes das respectivas datas de vencimento de cada série.

10. Remuneração

As Debêntures farão jus à seguinte remuneração:

10.1. Atualização do Valor Nominal

Durante o "Primeiro Período de Vigência de Remuneração" de ambas as séries das Debêntures, o valor nominal das Debêntures será atualizado pela variação do 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:

$$VN_a = VNe \times \left\{ \left[\frac{NI_1}{NI_0} \right]^{\frac{dcp_1}{dct_1}} \times \left[\frac{NI_2}{NI_1} \right]^{\frac{dcp_2}{dct_2}} \times \dots \times \left[\frac{NI_n}{NI_{n-1}} \right]^{\frac{dcp_n}{dct_n}} \right\}$$

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 10.1, 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.

10.2 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 de 12,70% ao ano, base 360 dias corridos por ano, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado conforme item 10.1 retro, de acordo com a aplicação da seguinte fórmula:

$$J = VN_{a} \times \left\{ \left[\left(1 + \frac{12,70}{100} \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{DP}{DT}} - 1 \right\}$$

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 ou saldo do Valor Nominal Unitário atualizado, anteriormente descrito;

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.

Respeitados os limites estabelecidos na AGE, a remuneração definitiva das Debêntures das duas séries foi determinada em processo de *bookbuilding*, realizado em 13 de novembro de 2001, e aprovada pelo Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 19 de novembro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob nº 2674854, em 21 de novembro de 2001, e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 27 de novembro de 2001, remuneração definitiva esta que deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das Debêntures.

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 17 adiante.

11. Repactuação

As condições de Remuneração das Debêntures serão objeto de repactuação em 1º de novembro de 2005, para a 1ª Série, e em 1º de novembro de 2006, para a 2ª Série.

12. Das Obrigações Adicionais da Emissora

A Emissora obriga-se, ainda, a cumprir com o disposto na Cláusula VIII da Escritura.

13. 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 nº 6.404/76. As Debêntures objeto de tal aquisição poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou colocadas novamente no mercado.

14. 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, 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 na Escritura, incluindo a não publicação das condições de repactuação, 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 na 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 ocorra respeitado o disposto na Cláusula XI da 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 da Escritura.

14.1 Na ocorrência de qualquer dos eventos mencionados em 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 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*.

15. Local de Pagamento

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.

16. Poder Liberatório

Na hipótese de não pagamento, pela Emissora, de qualquer valor devido com relação às Debêntures ou nos termos da Escritura nas respectivas datas de vencimento e sem prejuízo do disposto nos itens 4.4 e 4.9.3 da Escritura, 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 na 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.

As instituições autorizadas a receber o pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica emitidas pela Emissora, conforme convênios de arrecadação celebrados com a Emissora, também poderão utilizar o Poder Liberatório das Debêntures de sua titularidade para liquidar junto à Emissora as obrigações dessas instituições 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 a essas instituições 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. As instituições financeiras autorizadas a receber o pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica poderão 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.

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 de suas Debêntures emitido pelo Banco Mandatário conforme disposto no item 7.2 da Escritura, e deverão imediatamente comunicar formalmente o Agente Fiduciário a respeito de sua intenção de utilizar o Poder Liberatório.

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.

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 neste item 16 com relação a cada Debênture por ele detida até que o valor total destas Debêntures seja igual, inferior (observado o parágrafo 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 deste item 16.

Caso um debenturista utilize ou detenha uma única Debênture e o valor do débito, total ou remanescente (na hipótese prevista no parágrafo acima), for menor que o valor dessa Debênture, e somente nesta hipótese, este debenturista terá a opção de utilizar o mecanismo descrito neste item 16 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.

17. 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.

18. Multa e Encargos Moratórios

Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso ficarão sujeitos à 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.

19. 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 na 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.

20. Registro da Negociação

As Debêntures terão registro para negociação junto ao (i) SND - Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP; e ao (ii) Sistema de Negociação BOVESPA FIX, da BOVESPA, custodiado na CBLC - Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

21. 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".

VII. DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos obtidos através da emissão das Debêntures serão destinados ao financiamento parcial 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 para os anos de 2001 e 2002, de acordo com o qual a Emissora deverá investir R\$955,4 milhões.

VIII. BANCO MANDATÁRIO E ESCRITURADOR DAS DEBÊNTURES

A Emissora contratou para atuar como Banco Mandatário e Escriturador das Debêntures da presente emissão o Banco Itaú S.A., instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, com sede na Cidade de São Paulo, na Rua Boa Vista, 176, inscrita no CNPJ sob nº 60.701.190/0001-04.

IX. AGENTE FIDUCIÁRIO

A Emissora constituiu e nomeou Agente Fiduciário da presente emissão a PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A., instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, com sede na Av. Paulista nº 2439, 11º andar, inscrita no CNPJ sob nº 00.806.535/0001-54.

X. RELAÇÕES DA EMISSORA COM O LÍDER DA DISTRIBUIÇÃO E MEMBROS DO CONSÓRCIO

O Coordenador Líder possui relacionamento comercial com a Emissora, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro. Vide Capítulo XIII - “Operações com os Coordenadores da Oferta”, para maiores informações.

XI. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

A Emissora contratou a Moody’s Investors Service e a SR Rating para elaborarem classificações de risco para esta emissão de Debêntures.

A Moody’s classificou a presente emissão como Aa1.br. De acordo com a Moody’s, essa classificação reflete os seguintes aspectos: (i) controle pelo Estado de Minas Gerais; (ii) monopólio a longo prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição; (iii) região onde o serviço é prestado em crescimento próspero, com vendas industriais significativas; (iv) significativa capacidade de geração de energia elétrica; (v) boas medidas operacionais; (vi) pressão no fluxo de caixa relacionada à seca no curto prazo; (vii) baixa proporção dívida/capital; (viii) significativa dívida em moeda estrangeira no curto prazo; e (ix) forte cobertura no serviço da dívida e projetada capacidade para cobrir o serviço da dívida em cenários de *stress*. Uma classificação Aa1.Br na Escala Nacional para o Brasil da Moody’s indica um emissor ou uma emissão com forte crédito em relação aos outros emissores brasileiros. Cópia da súmula de classificação de risco desta emissão encontra-se no *Anexo X* deste Prospecto.

A SR Rating classificou a presente emissão como brA em moeda local, entretanto, a súmula desse *rating* não foi incluída neste Prospecto, em virtude de não discorrer sobre a referida nota, mas sim sobre a nota atribuída na escala global que foi BBB-.

Estas classificações de risco não são uma recomendação de investimento nas Debêntures e poderão ser alteradas ou revistas periodicamente.

XII. CONTRATO DE GARANTIA DE LIQUIDEZ

Não há e nem será constituído fundo de manutenção de liquidez para as Debêntures objeto de garantia firme.

XIII. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Quaisquer outras informações complementares sobre a Emissora e a distribuição em questão, bem como o exemplar do Prospecto, poderão ser obtidos junto à Emissora, aos Coordenadores ou à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Este prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela companhia emissora, visando o atendimento dos padrões mínimos de informação estabelecidos para colocação e distribuição pública de títulos e valores mobiliários definidos pelo Código de Auto-Regulação da ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil, o que não implica, por parte da ANBID, em garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, das instituições participantes e/ou dos títulos e valores mobiliários objeto da distribuição.

ANEXO I
GLOSSÁRIO TÉCNICO

Alta Voltagem ou Tensão: classe de sistema de voltagens nominais igual ou maior a 100.000 volts e menor que 230.000 volts.

Autoprodutor: consumidor eletrointensivo detentor de concessão, permissão ou autorização para produzir eletricidade para consumo próprio.

BNDES: *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, o banco estatal de desenvolvimento nacional do Brasil.

Capacidade Instalada: nível de eletricidade que pode ser entregue a partir de determinada unidade de geração em bases de carga total contínua sob condições especificadas pelo fabricante.

Clientes Não Regulamentados: (i) clientes existentes com demanda de pelo menos 10 MW e que recebem eletricidade com voltagem igual ou maior a 69 kV; (ii) clientes novos com demanda de pelo menos 3 MW a qualquer voltagem; (iii) grupos de clientes sujeitos a contrato com a concessionária de distribuição local; (iv) clientes que, durante mais de 180 dias, não receberem fornecimento de concessionária de distribuição local; e (v) certos outros clientes.

Concessionária: empresa detentora de concessão ou autorização para explorar a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil.

Consumidor Final: parte que utiliza eletricidade para suas próprias necessidades.

Distribuição: distribuição é a transferência de eletricidade a partir das redes de transmissão em pontos de entrega de energia e respectiva entrega a consumidores por meio do sistema de distribuição. O sistema de distribuição da Emissora consiste de uma ampla rede predominantemente aérea e subestações com voltagens sucessivamente mais baixas (23 kV e abaixo). A eletricidade chega aos clientes residenciais, pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e concessionárias de serviços públicos a uma voltagem de 220/127V.

Distribuidor: empresa que fornece energia elétrica a um grupo de clientes por meio de rede de distribuição.

Eletricidade Não Faturada: eletricidade que foi entregue a um cliente, mas cuja fatura ainda não tenha sido emitida pela concessionária.

GCOI: Grupo Coordenador para Operação Interligada.

GCPS: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos.

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.

Itaipu: Itaipu Binacional, maior usina hidrelétrica em operação do mundo, detida em partes iguais pelo Brasil e Paraguai.

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.

Megavoltampère (MVA): mil volt-ampères.

Mercado à Vista: mercado no qual os produtos são pagos à vista e entregues imediatamente.

ONS: Operador Nacional do Sistema, instituição responsável pelo planejamento operacional, administração de geração e transmissão e planejamento de investimentos em transmissão do setor elétrico.

PIE: Produtor Independente de Energia, pessoa jurídica ou consórcio detentor de concessão ou autorização para geração de energia destinada à venda por sua própria conta a concessionárias de serviços públicos ou Clientes Não Regulamentados.

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.

Sistema Interligado: sistemas ou redes para transmissão de eletricidade, interligados por meio de uma ou mais conexões (linhas e/ou transformadores).

Sistema Interligado Sul/Sudeste: o Sistema Interligado que une as redes de distribuição e transmissão do Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Subestação: conjunto de equipamentos que realiza chaveamentos e/ou altera ou regula a voltagem da eletricidade de um sistema de transmissão e distribuição.

Tarifa Média: total das receitas de vendas dividido pelo total de megawatts-hora (MWh) vendido em cada período de cálculo, incluindo, no caso da Emissora, eletricidade não faturada. O total das receitas de vendas, para fins de cálculo da tarifa média ou da tarifa, inclui tanto o faturamento bruto antes de dedução de imposto de valor agregado, como vendas de eletricidade não faturada sobre as quais esses impostos ainda não tiverem incidido.

MCD: Metros Cúbicos por Dia.

Transmissão: transferência de eletricidade de grandes volumes (em linhas com capacidade entre 500 kV e 34,5 kV) a partir de instalações de geração para o sistema de distribuição em estação central de carga por meio da rede de transmissão. A rede de transmissão da Emissora consiste de 4.962 quilômetros de linhas de tensão extra-alta de 500 kV e 230 kV.

UFIR: Unidade Fiscal de Referência - medida de inflação.

Unidade de Geração: gerador elétrico em conjunto com a turbina ou outro dispositivo que o aciona.

Usina Eólica: unidade de geração que emprega a energia do vento para acionar o gerador elétrico.

Usina Hidrelétrica: unidade de geração que emprega energia hidráulica para acionar o gerador elétrico.

Usina Termelétrica: unidade de geração que emprega combustível de combustão, como carvão, óleo, diesel, gás natural ou outro hidrocarboneto, como fonte de energia para acionar o gerador elétrico.

Volt: unidade básica de voltagem elétrica.

Watt: unidade básica de energia elétrica.

ANEXO II
ESCRITURA DE EMISSÃO

**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 6.404/76**”).

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 6.404/76.

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 nºs 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.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

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 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.

3.2. Número da Emissão e Divisão em Séries

A presente ESCRITURA constitui a 1ª 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 1ª série, e R\$ 312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) relativos à 2ª 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 nº 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"), controlado 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.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

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:

$$VNa = VNe \times \left\{ \left[\frac{NI_1}{NI_0} \right]^{\frac{dep_1}{dct_1}} \times \left[\frac{NI_2}{NI_1} \right]^{\frac{dep_2}{dct_2}} \times \dots \times \left[\frac{NI_n}{NI_{n-1}} \right]^{\frac{dep_n}{dct_n}} \right\}$$

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;

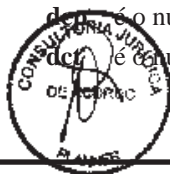
NI₂ é o valor do número-índice do IGPM do mês subseqüente ao mês de início de atualização;

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”;

dep₁ é o número de dias corridos da última data-base até a data de atualização;

dct₁ é o número de dias corridos contidos entre a última e a próxima data-base.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

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:

$$J = VNa \times \left\{ \left[\left(1 + \frac{\text{taxa}}{100} \right)^{\frac{n}{360}} \right]^{\frac{DP}{DT}} - 1 \right\}$$

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 seja constante.




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 6.404/76, 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 6.404/76. 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;

penal de concordata preventiva ou falência formulado pela EMISSORA ou por qualquer uma de suas SUBSIDIÁRIAS;



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]



- 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 ocorra 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.



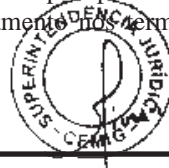
- 6.3. O cálculo diário do Valor Nominal Unitário das DEBÊNTURES acrescido dos Juros Remuneratórios e da multa e demais encargos moratórios, para fins de dação em pagamento, será efetuado pelo BANCO MANDATÁRIO, pelo AGENTE FIDUCIÁRIO e pela EMISSORA, e informado, pelo BANCO MANDATÁRIO, nessa mesma data, 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 CBLC, 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 imediatamente canceladas.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

- 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

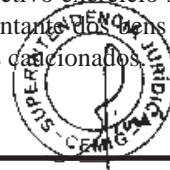
- 8.1. Observadas as demais obrigações previstas nesta ESCRITURA, a EMISSORA obriga-se, ainda, a:

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 Nº 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 das obrigações gravadas com garantia real; e (iii) montante das duplicatas descontadas e títulos de circulação.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]



- 8.1.2. Proceder a adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela LEI 6.404/76, 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 6.404/76, 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 6.404/76, 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.



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

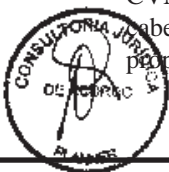
O AGENTE FIDUCIÁRIO dos debenturistas, nomeado na presente ESCRITURA, declara:

- (a) sob as penas da lei, não ter qualquer impedimento legal, conforme § 3º do artigo 66 da LEI 6.404/76, 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 efetuar a convocação. A remuneração do novo AGENTE FIDUCIÁRIO será definida na própria Assembléia Geral de Debenturistas que escolher o novo AGENTE FIDUCIÁRIO.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]



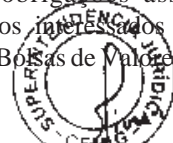
- 9.3.2. Na hipótese de não poder o AGENTE FIDUCIÁRIO continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta ESCRITURA, deverá comunicar imediatamente o fato aos debenturistas, pedindo sua substituição.
- 9.3.3. É facultado aos debenturistas, após o encerramento do prazo para a 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:
- 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;
 - renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;
 - conservar em boa guarda toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;
 - 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;
 - 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;
 - acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;
 - emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das DEBÊNTURES;
 - 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;
 - solicitar, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na EMISSORA;
 - 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 6.404/76, 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 6.404/76, 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 obrigatoria 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 6.404/76;
- (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 fiscalização, entre outros, ou assessoria legal à EMISSORA;



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]



- 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:
- publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta ESCRITURA, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;
 - extração de certidões;
 - locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções;
 - 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.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

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 liberação prevista nesta Cláusula XI deverá constar em eventual edital de venda do controle acionário da EMISSORA, suas controladas e/ou coligadas, diretas ou indiretas.



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]



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 6.404/76 e nas demais disposições aplicáveis desta ESCRITURA.

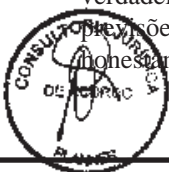
CLÁUSULA XII. - DECLARAÇÕES E GARANTIAS

12.1. O AGENTE FIDUCIÁRIO declara e garante à EMISSORA que:

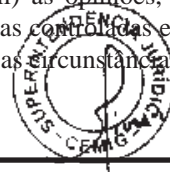
- (a) está devidamente autorizado a celebrar esta ESCRITURA e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;
- (b) está devidamente qualificado a exercer as atividades de agente fiduciário, nos termos da regulamentação 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) conclusões 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



[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

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, nº 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, 4 de outubro de 2001.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Nome: [Handwritten Signature]
Cargo: **Djalma Bastos de Moraes**
Diretor Presidente

Nome: [Handwritten Signature]
Cargo: **Cristiano Corrêa de Barros**
Diretor de Finanças e Participações

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Nome: [Handwritten Signature]
Cargo: **Antônio Martins Eugênio**
Promotor

Nome: [Handwritten Signature]
Cargo: **Viviane A. R. dos Santos**
Promotora

TESTEMUNHAS:

Nome: [Handwritten Signature]
CPF: **204 021 346-15**

Nome: [Handwritten Signature]
CPF: **262931176/53**





1º OFICÍO DE REGISTRO DE IMÓVEIS

Cartório Francisco Casimiro Martins Ferraz

Cidade de Belo Horizonte - Estado de Minas Gerais

OFICIAL

Rogério Olinto Ferraz

LIVRO Nº 3 - REGISTRO AUXILIAR
Nº OFÍCIO DE REGISTRO DE IMÓVEIS - R. Góes de Azevedo, 408
BELO HORIZONTE
MINAS GERAIS

ROGERIO OLINTO FERRAZ

REGISTRO: 61/22
DATA: 27 de novembro de 2001
OFICIAL: 01

EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES - 01-11-2001. Emissora: Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com sede nesta cidade, na Avenida Rubiacena, 1200, CEP 17.151-730/001-64. Agente Liquidador: Planner Correlora de Valores S.A., com sede na cidade de São Paulo-SP, na Av. Paulista, 2439, 11ª andar, CEP 05.006-000/001-64. **ESCRITURA PARTICULAR DA 1ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES SIMPLES:** Particular da 01-11-2001. A presente escritura é firmada com base em deliberação da Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas da Emissora realizada em 11-09-2001 e tem por objeto a 1ª emissão de Debêntures da Emissora, dividida em duas séries. O montante da presente emissão é de R\$625.000.000,00 em 2 séries, na data da emissão, sendo R\$312.500.000,00 relativos a 1ª série e R\$312.500.000,00 relativos a 2ª série. 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 no âmbito do setor privado, e fôrme o Programa de Obras de Geração e Transmissão da Emissora nos anos de 2001 e 2002. Características das Debêntures: O valor total da emissão será de R\$625.000.000,00, na data da emissão. O valor nominal unitário das Debêntures será de R\$10.000,00 na data da emissão. A emissão será realizada em duas séries, cada uma de R\$312.500.000,00. Serão emitidas 61.500 Debêntures, sendo 31.250 Debêntures da 1ª série e 31.250 Debêntures da 2ª série. Para todos os fins e efeitos, a data da emissão será 01-11-2001 (a data da emissão). O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª série será de 3 anos contados a partir da data da emissão, vencendo-se, portanto, em 01-11-2004 (a data de vencimento da 1ª série) e o prazo de vencimento das Debêntures da 2ª série será de 10 anos contados a partir da data da 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. As Debêntures serão da forma nominativa escritural, sem emissão de cupetelas ou certificados, conforme disposto no item 3.7 da Clausula II. As Debêntures terão a classe simples, ou seja, não serão convertíveis em ações. As Debêntures serão da espécie sem preferência (sem preferência quanto a juros), de caráter de não pagamento e a emissora se obriga a manter válido o valor das Debêntures em circulação em toda a extensão desta escritura, nas respectivas datas de vencimento, as Debêntures terão caráter nominativo e serão obrigatoriamente aceitas pela Emissora em data de validade, pelas debenturistas de outras do fornecimento de energia elétrica realizada pela Emissora, nos termos da Clausula VI - Mecanismo Alternativo de Pagamento - Poder Subordinatório. Orlam-se as partes por todas as demais condições contidas na Escritura de Debêntures, que fica arquivada. Dou fé, LFE

1001 - REGISTRO	1002 -
1003 -	1004 -
1005 -	1006 -
1007 -	1008 -
1009 -	1010 -
1011 -	1012 -
1013 -	1014 -
1015 -	1016 -
1017 -	1018 -
1019 -	1020 -
1021 -	1022 -
1023 -	1024 -
1025 -	1026 -
1027 -	1028 -
1029 -	1030 -
1031 -	1032 -
1033 -	1034 -
1035 -	1036 -
1037 -	1038 -
1039 -	1040 -
1041 -	1042 -
1043 -	1044 -
1045 -	1046 -
1047 -	1048 -
1049 -	1050 -
1051 -	1052 -
1053 -	1054 -
1055 -	1056 -
1057 -	1058 -
1059 -	1060 -
1061 -	1062 -
1063 -	1064 -
1065 -	1066 -
1067 -	1068 -
1069 -	1070 -
1071 -	1072 -
1073 -	1074 -
1075 -	1076 -
1077 -	1078 -
1079 -	1080 -
1081 -	1082 -
1083 -	1084 -
1085 -	1086 -
1087 -	1088 -
1089 -	1090 -
1091 -	1092 -
1093 -	1094 -
1095 -	1096 -
1097 -	1098 -
1099 -	1100 -
1101 -	1102 -
1103 -	1104 -
1105 -	1106 -
1107 -	1108 -
1109 -	1110 -
1111 -	1112 -
1113 -	1114 -
1115 -	1116 -
1117 -	1118 -
1119 -	1120 -
1121 -	1122 -
1123 -	1124 -
1125 -	1126 -
1127 -	1128 -
1129 -	1130 -
1131 -	1132 -
1133 -	1134 -
1135 -	1136 -
1137 -	1138 -
1139 -	1140 -
1141 -	1142 -
1143 -	1144 -
1145 -	1146 -
1147 -	1148 -
1149 -	1150 -
1151 -	1152 -
1153 -	1154 -
1155 -	1156 -
1157 -	1158 -
1159 -	1160 -
1161 -	1162 -
1163 -	1164 -
1165 -	1166 -
1167 -	1168 -
1169 -	1170 -
1171 -	1172 -
1173 -	1174 -
1175 -	1176 -
1177 -	1178 -
1179 -	1180 -
1181 -	1182 -
1183 -	1184 -
1185 -	1186 -
1187 -	1188 -
1189 -	1190 -
1191 -	1192 -
1193 -	1194 -
1195 -	1196 -
1197 -	1198 -
1199 -	1200 -



ANEXO III

1º ADITIVO À ESCRITURA DE EMISSÃO

**1º ADITIVO À 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");

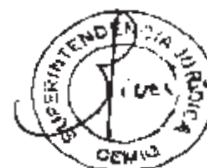
vêm, por este aditivo (o "ADITIVO"), e na melhor forma de direito, aditar a Escritura da 1ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Dividida em Duas séries, da Espécie sem Garantia nem Preferência da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, celebrada em 4 de outubro de 2001 (doravante denominada "ESCRITURA"), mediante as seguintes cláusulas e condições.

1. Todos os termos iniciados em maiúscula não expressamente definidos neste ADITIVO terão os significados atribuídos a esses termos na ESCRITURA
2. A ata da AGE referida no item 1.1 da ESCRITURA foi publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 06 de outubro de 2001.
3. Considerando-se que, conforme previsto nos itens 4.4.1 e 4.4.1.1 da Escritura e após realização de processo de *bookbuilding*, o Conselho de Administração da EMISSORA, em reunião realizada em 19 de novembro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob nº 2674854, em 21 de novembro de 2001, e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



[Handwritten signature]

de São Paulo" em 27 de novembro de 2001, fixou a remuneração definitiva das DEBÊNTURES, as partes decidem alterar o item 4.4 da ESCRITURA, o qual passa a ter a seguinte redação:

"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 de 12,70% ao ano, 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:

$$J = VNa \times \left[\left(\left(1 + \frac{12,70}{100} \right)^{\frac{n}{DT}} \right)^{\frac{DP}{DT}} - 1 \right]$$

onde:

J é o valor dos juros devidos no final de cada Período de Capitalização;
VNa é o Valor Nominal Unitário atualizado ou saldo do Valor Nominal Unitário atualizado, anteriormente descrito,
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 a data do último evento e a data do próximo evento;
DP é o número de dias corridos entre a data do último evento e a data do evento atual;

4.4.1 - Respeitados os limites estabelecidos na AGE, a remuneração definitiva das DEBÊNTURES das duas séries foi determinada em processo de *bookbuilding*, realizado em 13 de novembro de 2001, e aprovada pelo Conselho de Administração da EMISSORA, em reunião realizada em 19 de novembro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob nº 2674854, em 21 de novembro de 2001, e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 27 de novembro de 2001, remuneração definitiva esta que deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das DEBÊNTURES, a serem publicados conforme definido no item 4.10 abaixo

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."



Handwritten signature of the legal representative.

2
Handwritten signature of the legal representative.



Handwritten signature of the CEMIG representative.

4. Todos os demais termos e condições da ESCRITURA não alterados por este ADITIVO são neste ato ratificados e permanecem em pleno vigor e efeito.

5. O presente ADITIVO será registrado no competente Cartório de Registro de Imóveis da Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, onde foi registrada a ESCRITURA, de acordo com o exigido pelo inciso II do artigo 62 da LEI 6404/76.

6. Fica eleito o Foro da Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas deste ADITIVO, 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, 27 de novembro de 2001.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Nome: [Assinatura]
 Cargo: Djalma Bastos de Morais
 Diretor Presidente

Nome: [Assinatura]
 Cargo: Cristiano Corrêa de Barros
 Diretor de Finanças e Participações

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Nome: [Assinatura]
 Cargo: ARTUR MARTINS FIGUEIREDO
 Procurador

Nome: [Assinatura]
 Cargo: Vanessa de Brito Aguiar dos Santos
 Procuradora

TESTEMUNHAS:

Nome: [Assinatura]
 Nome: LUCINEIA LOPES
 CPF: 115.796.498-70

Nome: [Assinatura]
 Nome: MARCOTULIA APARECIDA GUIMARÃES
 CPF: 204.021.390-15

1º OFÍCIO DE REGISTRO DE IMÓVEIS - RUA GONCALVES, 466

Protocolado sob o nº 23027 Livro 1 PROTOCOLO

Averbado sob o nº 19 Pgs. 4027

LIVRO 3 REGISTRO AUXILIAR

Belo Horizonte - MG, 27 de 11 de 2001

ROGÉRIO OLINTO FERRAZ





1º OFÍCIO DE REGISTRO DE IMÓVEIS

Cartório Francisco Casimiro Martins Ferraz

Comarca da Belo Horizonte - Estado de Minas Gerais

OFICIAL

Rogério Olinto Ferraz

LIVRO Nº 3 — REGISTRO AUXILIAR
1º OFÍCIO REGISTRO DE IMÓVEIS - R. GONÇALVES, 405
BELO HORIZONTE MINAS GERAIS

ROGÉRIO OLINTO FERRAZ

REGISTRO: 4.028 **FICHA:** 01

DATA: 07 de novembro de 2001

EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES - 07-11-2001. Emissora: Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com sede nesta cidade, na Avenida Barbacena, 1200, CNPJ 17.155.730/0001-64. Agente Fiduciário: Planner Corretora de Valores S.A, com sede na cidade de São Paulo-SP, na Av. Paulista, 2439, 11º andar, CNPJ 00.806.535/0001-51. **ESCRITURA PARTICULAR DA 1ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES SIMPLES:** Particular de 04-10-2001. A presente escritura é firmada com base em deliberação da Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas da Emissora realizada em 14-09-2001 e constitui a 1ª emissão de debêntures da Emissora, dividida em duas séries. O montante da presente emissão é de R\$625.000.000,00 em 2 séries, na Data da Emissão, sendo R\$312.500.000,00 relativos à 1ª série e R\$312.500.000,00 relativos à 2ª série. 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. Características das Debêntures: O valor total da emissão será de R\$625.000.000,00, na data da emissão. O valor nominal unitário das Debêntures será de R\$10.000,00 na data da emissão. A emissão será realizada em duas séries, cada uma de R\$312.500.000,00. Serão emitidas 62.500 Debêntures, sendo 31.250 Debêntures da 1ª série e 31.250 Debêntures da 2ª série. Para todos os fins e efeitos, a data da emissão será 01-11-2001 (a data da emissão). O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª série será de 8 anos contados a partir da Data da 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 anos contados a partir da Data da 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. As Debêntures serão da forma nominativa escritural, sem emissão de cédulas ou certificados, conforme disposto no item 3.7 da Cláusula III. As Debêntures serão da classe simples, ou seja, não serão conversíveis em ações. As debêntures serão da espécie sem garantia nor preferência (quirografária). 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 data de pagamento pelas debenturistas de contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela Emissora, nos termos da Cláusula VI - Mecanismo Alternativo de Pagamento - Poder Liberatório. Obrigam-se as partes por todas as demais condições contidas na Escritura de Debêntures, que fica arquivada. Dou fé. L/E.

(segue no verso)



1º OFICÍO DE REGISTRO DE IMÓVEIS

Cartório Francisco Casimiro Martins Ferraz

Comarca do Belo Horizonte - Estado de Minas Gerais

OFICIAL

Rogério Olinto Ferraz

AV-1-4.028: 27-11-2001. Conforme 1º Aditivo datado de 27-11-2001, que fica arquivado, compareceram a Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, denominada Emissora e Planner Corretora de Valores S/A, denominada Agente Fiduciário e aditaram à Escritura da 1ª Emissão Pública de Debêntures Simples, mediante as seguintes cláusulas e condições: Todos os termos iniciados em maiúscula não expressamente definidos neste Aditivo terão os significados atribuídos a esses termos na Escritura. A Ata da AGE referida no item 1.1 da Escritura foi publicada no diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 06-10-2001. Considerando-se que, conforme previsto nos itens 4.4.1 e 4.4.1.1 da Escritura e após realização de processo de bookbuilding, o Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 19-11-2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob n. 2674854 em 21-11-2001 e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 27-11-2001, fixou a remuneração definitiva das Debêntures, as partes decidem alterar o item 4.4 da Escritura, o qual passa a ter a seguinte redação: 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 de 12,70% ao ano, base 360 dias corridos por ano, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado conforme item 4.3 retro, de acordo com a aplicação da fórmula mencionada no Aditivo ora averbado. Respeitados os limites estabelecidos na AGE, a remuneração definitiva das Debêntures das duas séries foi determinada em processo de bookbuilding, realizado em 13-11-2001 e aprovada pelo Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 19-11-2001, cuja ata foi arquivada na Junta comercial do Estado de Minas Gerais sob n. 2674854 em 21-11-2001 e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, no jornal "Hoje em Dia" e no jornal "O Estado de São Paulo" em 27-11-2001, remuneração definitiva esta que deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das Debêntures, a serem publicados conforme definido no item 4.10. Os juros remuneratórios serão pagos aos debenturistas anualmente, em 1º-11- dos anos de 2002, 2003, 2004, 2005 para as duas séries, e, para a 2ª série, também em 1º-11 de 2006, observado o disposto no item 4.9.2. Todos os demais termos e condições da escritura não alterados por este aditivo são neste ato ratificados e permanecem em pleno vigor e efeito. Dou fé. L/E.

1º OFICÍO DE REGISTRO DE IMÓVEIS - BH - MG
Oficial Rogério Olinto Ferraz
Oficial Subst. Rogério Olinto Ferraz
RE. N.º - MC 27/11/2001
REGISTRO DE ESCRITURA AVERBADA
Novo Mundo Pólis - Subsistema
MP Via Getúlio de A. Vargas - Escriv.

ANEXO IV

ATA DA AGE DE 14 DE SETEMBRO DE 2001



COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

CNPJ 17.155.730/0001-64

ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA, REALIZADA AOS 14 DE SETEMBRO DE 2001.

Aos quatorze dias do mês de setembro do ano dois mil e um, às nove horas, em sua sede social, na Av. Barbacena, 1.200 - 18º andar, em Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, reuniram-se em Assembléia Geral Extraordinária, em primeira convocação, acionistas da Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG, que representavam mais de dois terços do capital social com direito a voto, conforme foi verificado no Livro de Presença dos Acionistas, onde todos lançaram suas assinaturas e fizeram as declarações exigidas, sendo o acionista Estado de Minas Gerais representado pelo Procurador do Estado de Minas Gerais, Dr. Moacyr Lobato de Campos Filho, nos termos da Lei Complementar nº 39, de 19-08-1993, estando, também, presente o membro do Conselho Fiscal "in fine" assinado. Inicialmente, a Sra. Anamaria Pugeão Frade Barros, Gerente da Secretaria Geral da CEMIG, informou que existia "quorum" para a realização da Assembléia Geral Extraordinária. Informou, ainda, que cabia aos acionistas presentes escolherem o Presidente desta Assembléia, em conformidade com o disposto no art. 10 do Estatuto Social da Companhia. Pedindo a palavra, o representante do acionista Estado de Minas Gerais indicou o nome do advogado e acionista José Luiz Ladeira Bueno para presidir a reunião. Colocada em votação a proposta do representante do acionista Estado de Minas Gerais, foi a mesma aprovada por unanimidade. Em seguida, o Sr. Presidente declarou instalada a Assembléia e convidou para Secretária a acionista Anamaria Pugeão Frade Barros, solicitando da mesma que procedesse a leitura do edital de convocação, publicado no "Minas Gerais" Órgão Oficial dos Poderes do Estado, nos dias 06, 07 e 11 de setembro de 2001, "Estado de São Paulo", nos dias 06, 07 e 08 de setembro do corrente ano, e "Hoje em Dia", nos dias 07, 08 e 09 de setembro do corrente ano, cujo teor é o seguinte: "COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG - COMPANHIA ABERTA - CNPJ 17.155.730/0001-64 - ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA - CONVOCAÇÃO - Ficam os senhores acionistas convocados para se reunirem em Assembléia Geral Extraordinária, a realizar-se em 14 de setembro de 2001, às 9 horas, na sede social, na Avenida Barbacena, 1.200 - 18º andar, nesta cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, a fim de deliberarem sobre as seguintes matérias: 01- inclusão do parágrafo unico no artigo 5º do Estatuto Social, para vedar a emissão de partes beneficiárias; 02- dar nova redação ao artigo 9º do Estatuto Social, para alterar o prazo mínimo de convocação de Assembléias Gerais de Acionistas; 03- dar nova redação ao artigo 21 do Estatuto Social, mantendo-se o "caput" e os parágrafos 1º a 4º e 6º, alterando-se o parágrafo 5º e suprimindo os parágrafos 7º a 10, para efeito de indicarse os responsáveis pela prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia, da celebração de contratos e dos demais negócios jurídicos; 04- aprovação de lançamento de debêntures simples da Empresa para captação de recursos a serem aplicados no programa de obras de geração e transmissão/biênio 2001 e 2002; 05- delegar ao Conselho de Administração a competência definida no § 1º do artigo 59 da Lei 6.404/76; 06- autorizar a Diretoria Executiva, uma vez aprovado o lançamento das debêntures, firmar os contratos necessários à concretização da operação. Belo Horizonte, 05 de setembro de 2001. a.) Djalma Bastos de Moraes - Presidente do Conselho de Administração". Continuando os trabalhos, o Sr. Presidente pediu à

Secretária para proceder à leitura da Proposta do Conselho de Administração, que trata dos itens 1 a 6 da ordem-do-dia, bem como da ata da reunião do Conselho Fiscal da CEMIG realizada em 12-09-2001, documentos estes cujo teor é o seguinte: "PROPOSTA DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO À ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA A REALIZAR-SE EM 14 DE SETEMBRO DE 2001. Senhores Acionistas: Considerando que: . o Conselho de Administração, em sua 284ª Reunião, realizada em 22 de agosto de 2001, deliberou autorizar a assinatura de Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa – Nível 1 com a Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA; . em razão de exigência contida na minuta do aludido contrato encaminhada pela BOVESPA à CEMIG, torna-se necessário alterar o Estatuto Social da CEMIG de forma a vedar a emissão de partes beneficiárias e alterar o prazo mínimo de convocação das Assembleias de Acionistas para 15 (quinze) dias de antecedência de sua realização; . o Art. 21 do Estatuto Social em seus Parágrafos 7º, 8º, 9º e 10 confere tratamento diferenciado para a prática dos atos relativos a movimentos bancários, emissão de cheques e aceites e endossos cambiais; . o Parágrafo 5º do Art. 21 do Estatuto Social dispõe que "A prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia será efetuada pelo Diretor-Presidente conjuntamente com um Diretor ou por dois mandatários devidamente constituídos", o que torna necessária a definição desses procedimentos para a prática desses atos no âmbito da Empresa; . do Programa de Investimentos da CEMIG para os próximos anos, da ordem de R\$3.873 milhões, aproximadamente R\$1.681 milhões estão previstos para 2001 e 2002; . uma parte expressiva desses montantes referem-se a investimentos na expansão da capacidade instalada de geração e transmissão, oriundos de licitação da ANEEL, com prazo rígido de conclusão, sujeitando-se a multa pesada em caso de atraso; . a CEMIG pretende captar recursos no montante de R\$500 milhões (em regime de garantia firme) e de até R\$125 milhões (em regime de melhores esforços), via debêntures, a serem aplicados no programa de obras de geração e transmissão; biênio 2001 e 2002; . a abertura de licitação para a emissão de debêntures foi aprovada na 279ª Reunião do Conselho de Administração, conforme CRCA-019/2001, de 30-03-2001; . a CEMIG está em processo de contratação do consórcio vencedor da licitação formado pelos Bancos Unibanco União de Bancos Brasileiros S.A., Bradesco S. A., Banco Itaú S.A., BBA Creditanstalt S.A., Banco Sudameris de Investimento S.A. e pela Corretora ING Barings Corretora de Câmbio e Títulos S.A.; . a emissão de debêntures deverá contar com a autorização da Assembleia Geral de Acionistas. O Conselho de Administração vem propor a V. Sas. o seguinte: 1) a alteração do Estatuto Social da CEMIG, consistente na inclusão de Parágrafo Único no Art. 5º, alteração do Art. 9º e do Parágrafo 5º do Art. 21, que passarão a vigorar conforme a seguir, e a supressão dos Parágrafos 7º, 8º, 9º e 10 do Art. 21, para que a proposta seja submetida à aprovação da Assembleia Geral Extraordinária, na forma do Art. 135 da Lei nº 6.404, de 15-12-76: "Art. 5º- ... Parágrafo Único- Fica vedada a criação, a qualquer tempo, de títulos negociáveis, denominados Partes Beneficiárias."; "Art. 9º- A Assembleia 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."; e "Art. 21- ... § 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 dois mandatários devidamente constituídos."; 2) a convocação de Assembleia Geral Extraordinária, objetivando aprovar o lançamento de debêntures simples da CEMIG, no prazo de até 6 meses a contar da data

da aprovação da AGE, nas seguintes bases principais: Emissor: Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG; Valor total da emissão: até R\$625.000.000,00 (seiscentos e vinte e cinco milhões de reais); Regime de colocação: R\$500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais) em regime de garantia firme e até R\$125.000.000,00 (cento e vinte e cinco milhões de reais) em regime de melhores esforços; Forma e Espécie: nominativas e escriturais, não conversíveis em ações da CEMIG, sem preferência, nem garantia (debêntures quirografárias); Número de debêntures a serem emitidas: até 62.500 (sessenta e duas mil e quinhentas); Valor nominal unitário: R\$10.000,00 (dez mil reais) na data de emissão; Quantidade de séries: duas séries de até R\$312.500.000,00 (trezentos e doze milhões e quinhentos mil reais) divididas da seguinte forma: 1ª série: R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais) em regime de garantia firme e até R\$62.500.000,00 (sessenta e dois milhões e quinhentos mil reais) em regime de melhores esforços; 2ª série: R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais) em regime de garantia firme e até R\$62.500.000,00 (sessenta e dois milhões e quinhentos mil reais) em regime de melhores esforços; Vencimento da 1ª série: no 8º ano, com uma repactuação no 4º ano; Vencimento da 2ª série: no 10º ano, com uma repactuação no 5º ano; Amortização: as debêntures não serão amortizadas; Taxa de juros: a ser definida através de processo de "bookbuilding", limitada a: Série A: 2,85 pontos percentuais acrescidos ao retorno para o investidor dos títulos NTN-C (número de registro no SELIC 771826, com vencimento em 01-07-2005), calculados a partir das cotações do PU publicadas pela Andima nos cinco dias anteriores à colocação das debêntures; Série B: 2,85 pontos percentuais acrescidos ao retorno para o investidor dos títulos NTN-C (número de registro no SELIC 772555, com vencimento em 01-12-2006), calculados a partir das cotações do PU publicadas pela Andima nos cinco dias anteriores à colocação das debêntures; Índice de correção: Índice Geral de Preços de Mercado-IGPM, publicado pela Fundação Getúlio Vargas-FGV/SP; Pagamento de juros: anuais; Mecanismo alternativo de pagamento: poder liberatório de energia elétrica. Os recursos objeto da operação serão internados em uma conta corrente a ser aberta em uma instituição financeira a ser definida e somente poderão ser utilizados em projetos de investimentos na expansão da capacidade instalada de geração e transmissão, definidos pelo Conselho de Administração; 3) a delegação pela AGE ao Conselho de Administração da competência definida no § 1º do Art. 59 da Lei 6.404/76, 4) a autorização para que a Diretoria Executiva, uma vez aprovado o lançamento das debêntures na forma proposta, firme os contratos necessários à concretização da operação. Como se verifica, a presente Proposta tem o objetivo de atender a legítimos interesses da Empresa, motivo pelo qual o Conselho de Administração espera que seja ela aprovada pelos senhores acionistas. Belo Horizonte, 05 de setembro de 2001, aa.) Djalma Bastos de Moraes-Presidente, Geraldo de Oliveira Faria-Vice-Presidente, Cláudio Gontijo-Membro, Octacílio Machado Júnior-Membro, Neley Pereira Pena-Membro, Ataíde Vilela-Membro". "ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO FISCAL DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, REALIZADA EM 12 DE SETEMBRO DE 2001. Aos doze dias do mês de setembro do ano dois mil e um, às quatorze horas, na sede social, na Av. Barbacena, 1.200 - 18º andar, em Belo Horizonte-MG, realizou-se reunião do Conselho Fiscal, com a presença dos Conselheiros Luiz Otávio Nunes West, João Pedrosa Castello, Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond, Flávio Stamm e Luiz Carlos Sizenando Silva; do Gerente de Financiamento de Projetos, João Batista Pezzini; e do Consultor da Superintendência de Controladoria, Pedro Carlos Hosken. Após as apresentações da equipe financeira da Empresa, os Conselheiros Luiz Otávio Nunes West e Flávio Stamm, em vista das informações trazidas, relacionadas à Proposta de emissão de debêntures aprovada pelo

Conselho de Administração na reunião realizada em 05 de setembro do corrente ano e com relação à dívida do Estado de Minas Gerais para com a CEMIG (Conta de Resultados a Compensar-CRC), manifestaram seu entendimento no sentido de estarem diante de um financiamento a um acionista (Parte Relacionada). Não havendo cobrança do que é devido, prosseguiram, o Estado, acionista controlador da CEMIG, se vê livre do pagamento, enquanto a Empresa tem que se endividar para equalizar o seu fluxo de caixa, afetado em virtude dos impactos negativos esperados com o racionamento de energia previsto pela Administração da Companhia. Continuando, os citados Conselheiros entendem que a Proposta ora apresentada visa suprir o déficit previsto de Caixa, sem considerar o recebimento dos créditos junto ao Estado, vencidos até 30 de agosto de 2001, no montante, aproximado, de R\$320 milhões. Os órgãos de Administração da CEMIG, prosseguiram, estão se eximindo de preservar o melhor interesse da Empresa, motivo pelo qual podem e devem ser chamados a efetuar os atos necessários para cobrança de tudo o quanto é devido pelo Estado sob pena de responsabilização. Neste sentido, continuaram, fizeram alusão à Lei de Sociedades Anônimas - § 2º do artigo 165 da Lei 6.404/76, ou seja, "a responsabilidade dos membros do Conselho Fiscal por omissão no cumprimento dos seus deveres é solidária, mas dela se eximem os membros dissidentes que fizerem constar sua divergência em ata de reunião do órgão e a comunicar aos órgãos de administração e assembléia geral." Assim e uma vez que compete a este Conselho fiscalizar os atos dos Administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários, denunciando os erros de procedimento que encontrar e sugerir providências úteis à Companhia, deixaram consignado nesta ata que deverá ser enviada à Assembléia Geral Extraordinária, a realizar-se em 14 de setembro de 2001, suas divergências com relação à falta de medidas eficazes para cobrança dos valores referentes à CRC, o que poderia reduzir significativamente o montante das debêntures ora proposto. Em seguida, os Conselheiros Luiz Carlos Sizenando Silva, João Pedrosa Castello e Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond, com relação à dívida do Estado de Minas Gerais, relativa à CRC e de acordo com suas obrigações legais, solicitaram à Diretoria Executiva que informasse a este Conselho as providências que estão sendo tomadas para recebimento desta dívida. Finalizando, reforçaram que a Diretoria Executiva deve tomar todas as medidas necessárias para o recebimento da dívida da mesma forma como a Empresa vem cobrando outros débitos. Nada mais havendo a tratar, encerrou-se a reunião, lavrando eu, Anamaria Pugedo Frade Barros, Gerente da Secretaria Geral, esta ata que, lida e aprovada, será devidamente assinada. aa.) Anamaria Pugedo Frade Barros, Flávio Stamur, Luiz Otávio Nunes West, Luiz Carlos Sizenando Silva, João Pedrosa Castello e Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond". A seguir, o Sr. Presidente colocou em discussão a Proposta do Conselho de Administração. Pedindo a palavra, o representante da acionista Southern Electric Brasil Participações Ltda. e os acionistas Carlos Suplely de Figueiredo Forbes, Oderval Esteves Duarte Filho e Raul de Araújo Filho se manifestaram, para fazer constar em ata, que as alterações estatutárias promovidas pela AGE de 25 de outubro de 1999, aprovadas apenas em vista da suspensão do Acordo de Acionistas, eliminaram, ainda que em caráter precário, a exigência de quorum qualificado para aprovação das matérias a serem incluídas, pelos órgãos de administração da CEMIG, nas pautas das assembléias. Como antes já dito, a suspensão do referido Acordo de Acionistas não é definitiva, motivo pelo qual todas as questões decididas em desconformidade com este deverão ser necessariamente revistas e/ou retratadas do mundo jurídico. Isto porque, uma vez sobrevindo nova decisão que modifique ou anule as decisões proferidas até o momento, as alterações estatutárias aprovadas em AGE de 25 de outubro de 1999, bem como as que foram efetuadas na AGE de 14 de abril

de 2000 e na AGO/AGE de 30 de abril de 2001, bem como tudo o quanto se seguiu, inclusive o que vier a ser decidido nesta AGE, se tornarão de todo inexistentes e ineficazes. Os acionistas representados pelo Senhor Fernando Monteiro de Barros de Souza Almeida acompanharam as declarações do representante do acionista SEB. Em seguida, o Sr. Presidente submeteu a votos a Proposta do Conselho de Administração, tendo sido a mesma aprovada, abstendo-se de votar os itens 4, 5 e 6 da pauta os acionistas representados pelo Senhor Juan Carlos Morales, tendo recebido o voto contrário dos acionistas representados pelo Senhor Fernando Monteiro de Barros de Souza Almeida quanto aos itens 3, 4, 5 e 6 da pauta, e voto contrário na íntegra do representante da acionista SEB e dos acionistas Carlos Suplicy de Figueiredo Forbes, Oderval Esteves Duarte Filho e Raul de Araújo Filho, que reiteraram o protesto inicial, e acrescentaram, com relação à emissão das debêntures, que as informações constantes da ata de reunião do Conselho Fiscal são por demais graves, pelo que precisam ser externadas e verificadas. Ao que consta, a necessidade de captação de recursos por meio de lançamento de debêntures visa reforçar o caixa da CEMIG e permitir a execução do programa de geração e transmissão é desnecessária, advindo da inércia dos administradores da CEMIG que não cobram do Estado de Minas Gerais, acionista controlador da CEMIG, o que é devido em consequência da Conta de Resultados a Compensar-CRC. Continuando, afirmaram que fica claro que os administradores estão faltando com seu dever de lealdade e diligência para com a CEMIG e/ou que o Acionista Controlador está praticando atos com abuso de poder. A dívida proveniente do CRC, que vinha sendo paga, aumenta a cada dia, sem que nenhuma providência para sua cobrança seja efetivada. Nesse sentido, uma vez que é direito essencial de qualquer acionista 'fiscalizar, na forma da lei, a gestão dos negócios sociais' (art. 109, II da Lei das S.A.), os acionistas antes nomeados afirmam que irão promover todo o tipo de providência legal para verificar a ocorrência de danos à CEMIG, exigindo, então, a propositura das competentes ações de responsabilidade e/ou de ressarcimento de danos contra quem de direito. Finalmente, disse a acionista Southern Electric Brasil Participações Ltda. que o mal que se pretendia evitar com a celebração do ora suspenso Acordo de Acionista, qual seja evitar a utilização política da CEMIG, está infelizmente acontecendo, restando prejudicados todos os acionistas minoritários da CEMIG, bem como, em última instância, o povo de Minas Gerais e do Brasil. Pedindo a palavra, os acionistas representados pelo Senhor Fernando Monteiro de Barros de Souza Almeida apresentou protesto contra a aprovação de lançamento debêntures simples da Companhia, ressaltando que a referida captação é absolutamente desnecessária, uma vez que a Companhia tem recursos em caixa suficientes para saldar seus compromissos, sendo ainda, que o acionista detentor do poder de controle da CEMIG possui dívidas pra com esta que, caso fossem quitadas, prosseguir, aumentariam em muito as disponibilidades de caixa retromencionada. Continuando, lembrou que o programa de obras de geração no qual os recursos desta emissão de debêntures seriam aplicados não conta com as aprovações necessárias para ser implementado. Nesta condição, prosseguiu, a referida emissão de debêntures, por ser supérflua e ter destinação imprópria, configura-se prejudicial e lesiva à Empresa, contrariando, portanto, os seus interesses. Por consequência, finalizou, a aprovação desta matéria pelo acionista controlador constitui, em sua opinião, exercício abusivo de seu poder de controle, conforme definição contida no artigo 117 da Lei 6.404-76, ensejando sua devida responsabilização em juízo nos termos da lei. Em seguida, o acionista Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas, por si e pelo acionista Clube de Investimento dos empregados da CEMIG-CLIC, lembrando que o CLIC congrega 8.000 empregados, pediu a palavra e manifestou seu voto favorável ao lançamento das debêntures por entender ser de extrema necessidade para financiar a

expansão e as operações da Empresa, registrando, entretanto, a preocupação, manifestada inclusive em reuniões do Conselho de Administração, com relação à dívida do Estado para com a CEMIG, o qual espera o melhor empenho dos Administradores da Companhia no sentido de equacionar o seu recebimento. O Sr. Presidente, a pedido da Diretoria Executiva, prestou esclarecimentos sobre a Conta de Resultados a Compensar-CRC, esclarecendo que o assunto está sendo tratado com empenho pela Administração da Companhia e deverá ser resolvido em curto espaço de tempo, lembrando que foi emitida correspondência ao Secretário de Estado da Fazenda no sentido de que o fluxo de pagamento retorne. Pedindo a palavra, o Conselheiro Fiscal João Pedrosa Castello prestou informações adicionais, enfatizando a importância da emissão das debêntures para que a Empresa obtenha recursos importantes aos seus empreendimentos e desenvolvimento. Franqueada a palavra e como ninguém quisesse se manifestar, o Sr. Presidente mandou suspender a sessão pelo tempo necessário à lavratura da ata. Reaberta a sessão, o Sr. Presidente, depois de colocar em discussão e submeter a votação a referida ata e verificando haver sido a mesma aprovada e assinada, deu por encerrados os trabalhos. Para constar, eu, Anamaria Pugedo Frade Barros, Secretária, a redigi e assino.

aa.) Anamaria Pugedo Frade Barros

José Luiz Ladeira Bueno

Moacyr Lobato de Campos Filho, pelo Estado de Minas Gerais

José Geraldo Valadares Lembi

Carlos Suplicy de Figueiredo Forbes, por si e pela Southern Electric Brasil Participações Ltda.

Raul de Araújo Filho

Juan Carlos Morales, por BBA Icatu FBF FIA, BBA Icatu Aquarius FIA, BBA Icatu Ibovespa Institucional FIA, BBA Icatu IBX Institucional FIA, BBA Icatu IBX Private FIA, BBA Icatu FESC FIA, Amazonas FIA, Premium Institucional FIA, Fundação Assistencial e Previdenciária da Extensão Rural do Rio Grande do Sul, Previdência Lixxon Sociedade de Previdência Privada, Icatu Hartford Fundo de Pensão

Oderval Esteves Duarte Filho

Lutz Fernando Rolla

Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas, por si e pelo Clube de Investimento dos Empregados da CEMIG

Ary Ferreira Filho

Antônio Lázaro da Silva

Fernando Monteiro de Barros de Souza Almeida, por CSAM FIG Premium FIA, Garantia Equity Fund Ltd, CSAM Index FIA, CSFB Garantia Próprio FIA, CSAM Ibovespa Plus FIA, CSAM FIG FIA, Latin American Investment Trust PLC, CSFB Equity Investments (Netherlands) B. V.

Stalin Amorim Duarte

João Pedrosa Castello, pelo Conselho Fiscal

Confere com o original.

Anamaria Pugedo Frade Barros

ANEXO V

ATA DA RCA DE 19 DE NOVEMBRO DE 2001

Extrato da ata da 288ª reunião do Conselho de Administração.

Data, hora e local: 19-11-2001, às 11 horas, na sede social, na Av. Barbacena, 1.200 - 18º andar, em Belo Horizonte-MG. Mesa: Presidente - Djalma Bastos de Moraes / Secretário – Fernando Alves Pimenta. Sumário dos fatos ocorridos: I- O Conselho aprovou: 1) a) a homologação da seguinte remuneração definitiva para as debêntures de ambas as séries, apurada em processo de *bookbuilding* realizado em 13-11-2001: IGPM + 12,70% ao ano; b) o aditamento à 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, fixando a remuneração definitiva das debêntures de ambas as séries, apurada em processo de *bookbuilding*. A remuneração definitiva deverá constar dos anúncios de início de distribuição pública das Debêntures; c) a ratificação dos demais termos e condições da 1ª emissão de debêntures delegados ao Conselho de Administração pela Assembléia Geral de Acionistas, nos termos do art. 59, § 1º, da Lei nº 6.404/76, incluindo, sem limitação, a data de emissão de ambas as séries em 01-11-2001, a data de vencimento da 1ª série em 01-11-2009 e a data de vencimento da 2ª série em 01-11-2011, as condições de vencimento antecipado e as condições de remuneração das debêntures constantes da Escritura; d) a designação (i) da Planner Corretora de Valores S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo-SP, na Av. Paulista, 2.439, 11º andar, inscrita no CNPJ sob o nº 00.806.535/0001-54, como Agente Fiduciário, (ii) do Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo-SP, na Av. Eusébio Matoso, 891, inscrita no CNPJ sob o nº 33.700.394/0001-40, Banco Itaú S.A., com sede na R. Boa Vista, 176, 1º andar, Corpo 5, Cidade de São Paulo-SP, inscrito no CNPJ sob o nº 60.701.190/0001-04, Banco Bradesco S.A., com sede no Núcleo Administrativo denominado “Cidade de Deus”, Vila Yara, s/ nº, Cidade de Osasco-SP, inscrito no CNPJ sob o nº 60.746.948/0001-12, Banco BBA Creditanstalt S.A., com sede na Av. Paulista, 37, 19º andar, Cidade de São Paulo-SP, inscrito no CNPJ sob o nº 31.516.198/0001-94, Banco Sudameris de Investimento S.A., com sede na Av. Paulista, 1000, 1º andar, Cidade de São Paulo-SP, inscrito no CNPJ sob o nº 48.103.014/0001-67, e ING Barings Corretora de Câmbio e Títulos S.A., com sede na Av. Brigadeiro Faria Lima, 3064, 10º andar, Cidade de São Paulo-SP, inscrito no CNPJ sob o nº 04.848.115/0001-91, como Coordenadores da emissão, e (iii) do Banco Itaú S.A. como Banco Mandatário, ratificando todos os atos praticados pela Diretoria Executiva para proceder às respectivas contratações; e) a autorização para a Diretoria Executiva praticar todos os atos necessários para a conclusão da presente emissão nas condições aprovadas; 2) a participação da CEMIG, como proponente, no Grupo G do Leilão ANEEL 004/2001, AHE Traíra II; 3) o Projeto 604/01-Implantação do Sistema de Faturamento do MAE/ONS; 4) a ata desta reunião. II- O Conselho autorizou: 1) a celebração de Instrumento Particular de Transação, através do qual a CEMIG se compromete a efetuar o pagamento a FURNAS do total relativo ao acerto de contas das pendências de compensações financeiras efetuadas pela CEMIG, no período de abril a outubro/2001, através de glosas de faturamento de FURNAS de seu suprimento à Empresa, contra débito de FURNAS, pelo não pagamento de energia de curto prazo contabilizada pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica-ASMAE, no período de setembro/1999 a agosto/2000; 2) a abertura de processo administrativo de licitação, bem como a contratação de Corretora de Seguros, visando a venda de seguro residencial, proteção financeira, assistência domiciliar e capitalização, via conta de energia, para consumidores residenciais da Companhia, com cobrança em nota fiscal/conta de energia elétrica, sem custo para a CEMIG, pelo prazo de trinta e seis meses, na modalidade Concorrência; 3) a assinatura de Termo Aditivo ao Contrato de Implantação da Usina Termelétrica Barreiro – UTE Barreiro, contemplando a execução do projeto em duas etapas correspondentes aos “Serviços Preliminares” e às “Obras Principais”. III- Os Conselheiros Cláudio José Dias Sales, Marcelo Pedreira de Oliveira, Oderval Esteves Duarte Filho, Sérgio Lustosa Botelho Martins votaram contra a proposta referente à remuneração definitiva de debêntures. IV- O Sr. Presidente e os Conselheiros Cláudio José Dias Sales, Marcelo Pedreira de Oliveira, Oderval Esteves Duarte Filho, Sérgio Lustosa Botelho Martins e Nelcy Pereira Pena, o Diretor de Gestão Empresarial, Stalin Amorim Duarte, o Superintendente de Recursos Financeiros, Sérgio Roberto Belisário; e, o Assistente da Superintendência Jurídica Manoel Bernardino Soares fizeram considerações sobre assuntos de interesse da Empresa. Presenças: Conselheiros Djalma Bastos de Moraes, Geraldo de Oliveira Faria, Antonio Adriano Silva, Ataíde Vilela, Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas, Cláudio Gontijo, Cláudio José Dias Sales, Marcelo Pedreira de Oliveira, Nelcy Pereira Pena, Oderval Esteves Duarte Filho, Sérgio Lustosa Botelho Martins; os Diretores e, também, Conselheiros Suplentes Guy Maria Villela Paschoal e Cristiano Corrêa de Barros; o Diretor Stalin Amorim Duarte; o Superintendente Sérgio Roberto Belisário; o Assistente Manoel Bernardino Soares; e, Fernando Alves Pimenta, Secretário. Fernando Alves Pimenta.

ANEXO VI
ESTATUTO SOCIAL

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 Companhia é 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), representado por:

a) 69.495.477.931 (sessenta e nove bilhões, quatrocentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, novecentas e trinta e uma) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$0,01 (um centavo) cada uma;

b) 89.504.020.501 (oitenta e nove bilhões, quinhentos e quatro milhões, vinte mil, quinhentas e uma) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R\$0,01 (um centavo) 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.

Art. 5º - As ações preferenciais terão um dividendo mínimo de 10% (dez por cento) ao ano, calculado sobre o seu valor nominal, e gozarão de preferência na hipótese do reembolso de 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 conterà 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 - Dependendo 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 dois mandatários devidamente constituídos.

§ 6º- A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente conjuntamente com um Diretor.

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 elege, 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.

ANEXO VII

INFORMAÇÕES ANUAIS (2000) - IAN



O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00245-3	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. ENERG. MINAS GERAIS - CEMIG	3 - CNPJ 17.155.730/0001-64
4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL CEMIG		5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR CENTRAIS ELÉTRICAS DE MINAS GERAIS S/A
6 - NIRE 0620021600057		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200						2 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO		
3 - CEP 30161-970		4 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE				5 - UF MG		
6 - DDD 31	7 - TELEFONE 3299-4900	8 - TELEFONE 3299-4015	9 - TELEFONE 3299-4524	10 - TELEX -	11 - DDD 31	12 - FAX 3299-3934	13 - FAX -	14 - FAX -
15 - E-MAIL rv@cemig.com.br								

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

1 - NOME JOSÉ GERALDO VALADARES LEMBI						2 - CARGO CONSULTOR		
3 - ENDEREÇO COMPLETO AV. BARBACENA, 1.200				4 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO		5 - CEP 30161-970		
6 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE		7 - UF MG	8 - DDD 31	9 - TELEFONE 3299-4015	10 - TELEFONE 3299-3930	11 - TELEFONE 3299-4524	12 - TELEX -	
13 - DDD 31	14 - FAX 3299-3934	15 - FAX -	16 - FAX -	17 - E-MAIL rv@cemig.com.br				

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

18 - ITEM	19 - MUNICÍPIO	20 - UF	21 - DDD	22 - TELEFONE	23 - TELEFONE
01	SÃO PAULO	SP	11	3107-8126	-
02	BRASÍLIA	DF	61	224-3756	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME CRISTIANO CORRÊA DE BARROS-INTERINAMENTE				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200			
3 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			4 - CEP 30161-970	5 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE		6 - UF MG	
7 - DDD 31	8 - TELEFONE 3299-4903	9 - TELEFONE -	10 - TELEFONE -	11 - TELEX -	12 - DDD 31	13 - FAX 3299-3832	
14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL mail@cemig.com.br					

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 01/01/2000		2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 31/12/2000	
3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 01/01/2001		4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 31/12/2001	
5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC2SP000123/S-MG		6 - CÓDIGO CVM 00283-6	7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO JOSÉ CARLOS AMADI
8 - CPF DO RESP. TÉCNICO 060.494.668-66			

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO <input type="checkbox"/> [1] BVBAAL <input type="checkbox"/> [2] BVES <input checked="" type="checkbox"/> [3] BVMESB <input type="checkbox"/> [4] BVPP <input type="checkbox"/> [5] BVPR <input type="checkbox"/> [6] BVRG <input type="checkbox"/> [7] BVJR <input type="checkbox"/> [8] BVSP <input type="checkbox"/> [9] BVST						2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO BOLSA	
3 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL		4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE		5 - ATIVIDADE PRINCIPAL CONCESSIONÁRIA DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA			

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL					
2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA. <input checked="" type="checkbox"/> [1] AÇÕES <input type="checkbox"/> [2] AÇÕES RESGATÁVEIS <input type="checkbox"/> [3] DEBÊNTURES SIMPLES <input type="checkbox"/> [4] DEBÊNTURES CONVERSÍVEIS EM AÇÕES <input type="checkbox"/> [5] PARTES BENEFICIÁRIAS <input type="checkbox"/> [6] BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO					

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFS. 30/03/2001		2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFS. 30/05/2001	
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFS. 20/04/2001		4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 19/04/2001	

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF	1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	MINAS GERAIS	MG	02	ESTADO DE SÃO PAULO	SP
03	HOJE EM DIA	MG	-	-	-

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 25/05/2001	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

Item	Nome do Administrador / CPF	Data da Eleição	Prazo do Mandato	Código Tipo do Adminis- trador*	Função
01	Djalma Bastos de Morais 006.633.526-49	14/04/2000	3 Anos	3	Diretor-Presidente
02	Geraldo de Oliveira Faria 003.640.886-72	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
03	Alexandre de Paula Dupeyrat Martins 116.759.427-49	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
04	Antonio Adriano Silva 056.346.956-00	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
05	Ayres Augusto Alvares Silva Mascarenhas 047.931.025-49	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
06	Claudio Jose Dias Sales 239.946.657-87	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
07	Oderval Esteves Duarte Filho 767.880.596-91	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
08	Nelcy Pereira Pena 011.387.156-20	02/06/2000	3 Anos	2	Conselheiro
09	Sergio Lustosa Botelho Martins 000.021.196-68	14/04/2000	3 Anos	2	Conselheiro
10	David Travesso Neto 880.852.288-15	30/04/2001	3 Anos	2	Conselheiro
11	Ataide Vilela 158.680.526-68	04/12/2000	3 Anos	2	Conselheiro
12	Alosisio Marcos Vasconcelos Novais 011.136.156-72	14/04/2000	3 Anos	1	Dir. de Distribuição e Comercialização
13	Stalin Amorim Duarte 062.395.366-87	14/04/2000	3 Anos	1	Diretor de Gestão Empresarial
14	Guy Maria Villela Paschoal 000.798.806-06	14/04/2000	3 Anos	1	D. Pl., Pr. e Const./D. Ger. Transm./Vp
15	Cristiano Correa de Barros 327.933.916-20	14/04/2000	3 Anos	1	Dir. Finanças e Participações

* Código: 1 – Pertence Apenas à Diretoria;
2 – Pertence Apenas ao Conselho de Administração;
3 – Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração.

2.2 – EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO E DIRETOR

DIRETORIA

DJALMA BASTOS DE MORAIS

Diretor-Presidente e, cumulativamente, Diretor de Desenvolvimento Tecnológico e Ambiental

Data de nascimento: 16/03/37 – Formado em Engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia; Curso de Especialização em Telefonia-Computadores, pelo Instituto Militar de Engenharia – 1995/1998: Vice-Presidente da Petrobras Distribuidora S.A.; 1993/1994: Ministro de Estado das Comunicações; 1990/1993: Presidente da TELEMIG; 1981/1990: Gerente na TELEBRÁS; 1975/1977: Diretor de Operações da TELEMAT; 1974/1975: Diretor de Operações da TELEMASON; 1967/1974: Gerente na Telefônica Municipal S.A. - TELEMUSA.

GUY MARIA VILLELA PASCHOAL

Diretor de Planejamento, Projetos e Construções e Vice-Presidente

Data de nascimento: 24/02/33 – Formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela UFMG. 1969/1971: Presidente do Comitê Coordenador de Operação Interligada do Sistema Centro-sul; 1949/1987: Engenheiro, Chefe de Divisão, Chefe de Departamento, Diretor, Vice-Presidente e Presidente da CEMIG; 1986: Presidente da GASMIG; 1987: Consultor da ELETROBRÁS; 1987/1989: Secretário Geral do Ministério das Minas e Energia; 1989/1998: Consultor Técnico da Construtora Andrade Gutierrez.

ALOÍSIO MARCOS VASCONCELOS NOVAIS

Diretor de Operações

Data de nascimento: 05/12/42 – Formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela UFMG, pós graduação nos Estados Unidos e Itália. Engenheiro da CEMIG e do INDI; Gerente Regional da Brown Boveri; Presidente da Sociedade Mineira de Engenheiros; Deputado Federal; Secretário de Estado da Casa Civil; Deputado Federal; Diretor-Regional da Siemens; Diretor da Câmara Internacional do Comércio.

STALIN AMORIM DUARTE

Diretor de Suprimento e Gestão Empresarial

Data de nascimento: 14/07/45 – Formado em Engenharia Mecânica pela Escola de Engenharia da UFMG, com especialização em Engenharia Econômica pelo IPEA. Desde 1969: Engenheiro, Chefe de Divisão, Chefe de Departamento e Superintendente na área de material da CEMIG; 1988/1991: licenciado pela CEMIG, ocupou o cargo de Diretor-Superintendente da H Picchioni Comércio Exterior e da Tecnowatt Iluminação S.A., participou de treinamentos nos Estados Unidos, Coréia, França, Espanha, Inglaterra, Canadá, Itália e Japão.

CRISTIANO CORRÊA DE BARROS

Diretor de Finanças e Comercialização e, interino e cumulativamente, Diretor de Relações com Investidores

Data de nascimento: 07/02/56 – Formado em Engenharia Elétrica pela PUC/MG; Engenharia Econômica pelo INEA/UFMG; Análise de Sistemas de Processamento de Dados DCC-ICEX-UFMG; Programa de Desenvolvimento de Executivos PRODESEL/USP; Project Analysis Certificate Program IID/USA; Matemática Comercial e Financeira IPEAD MG; Economia e Finanças ministrado pela EDF e ELETROBRÁS; Modelo Corporativo do Setor Elétrico no Processo de Planejamento Empresarial; Programação e Métodos Computacionais - Diversos; Curso de inglês – Engenheiro, Engenheiro assistente, Gerente de Divisão, Gerente de Departamento, Superintendente e Diretor de Finanças e Comercialização da Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**DJALMA BASTOS DE MORAIS***Presidente do Conselho de Administração*

Data de nascimento: 16/03/37 – Formado em Engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia; Curso de Especialização em Telefonia-Computadores, pelo Instituto Militar de Engenharia – 1995/1998: Vice-Presidente da Petrobras Distribuidora S.A.; 1993/1994: Ministro de Estado das Comunicações; 1990/1993: Presidente da TELEMIG; 1981/1990: Gerente na TELEBRÁS; 1975/1977: Diretor de Operações da TELEMAT; 1974/1975: Diretor de Operações da TELEMASON; 1967/1974: Gerente na Telefônica Municipal S.A. - TELEMUSA.

GERALDO DE OLIVEIRA FARIA*Vice-Presidente do Conselho de Administração*

Data de nascimento: 30/03/24 – Técnico em Contabilidade – Funcionário do Banco do Brasil, Secretário particular do Vice-Presidente da República, Dr. Itamar Franco; Diretor de Recursos Humanos do Banco do Brasil; Assessor do ex-Presidente da República, Dr. Itamar Franco; Assessor Especial do Presidente da COPASA.

ALEXANDRE DE PAULA DUPEYRAT MARTINS*Membro Efetivo do Conselho de Administração*

Data de nascimento: 12/03/44 – Formado em Direito. Doutorado pela Universidade de Estrasburgo. Juiz do Trabalho - TRT/RJ; Assessor Jurídico do Senado Federal; Consultor Geral do Senado e da União; Advogado Geral da União; Ministro da Justiça; Secretário de Estado da Fazenda de Minas Gerais.

ANTÔNIO ADRIANO SILVA*Membro Efetivo do Conselho de Administração*

Data de nascimento: 02/03/44 – Formado em Administração, com especialização em Marketing. 1961/1965: Mesbla S.A.; 1965/1969: Embrava; 1969/1974: Agência Jornalística Imagem; 1974/1977: Associação Comercial de Minas; 1977/1980: Asa Criação de Publicidade; a partir de 1980: Coteminas/ Wembley.

AYRES AUGUSTO ÁLVARES DA SILVA MASCARENHAS*Membro Efetivo do Conselho de Administração*

Data de Nascimento: 24/07/46 – Formado em Engenharia Mecânica, pela UFMG, pós-graduado em Engenharia Econômica e Engenharia de Produção. Atualmente: Gerente de Planejamento e Desenvolvimento de Gás da GASMIG, tendo atuado desde a fundação da Empresa nos principais eventos e ações que viabilizaram a sua implementação. Responsável pelo planejamento estratégico e tático da Empresa, pela política comercial, pela comercialização e compra de gás, planejamento tarifário, orçamento e gestão financeira; 1996/1997: Diretor da Associação Intergovernamental da CEMIG; 1994/1997: Membro da Comissão de Energia da Sociedade Mineira de Engenheiros; 1992/1995: Membro do Conselho do Programa de Assistência à Saúde-Prosaúde da CEMIG; 1975/1987: Técnico, Superintendente e Assistente da Presidência e Diretoria do INDI.

CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES***Membro Suplente do Conselho de Administração***

Data de nascimento: 14/02/47 – Formado em Engenharia Mecânica e Industrial pela PUC-Rio em 1971. Diplomado em Gerência de Marketing pelo Instituto de Administração e Gerência da PUC-Rio. 1972/1973 - Estagiou na Alemanha em Desenvolvimento e Operação de Sistemas Postais; Membro do YPO - Young Presidents Organization; 1971/1972 - BNDES, na área de Análise e Controle de Projetos de Investimento e Financiamento; 1972/1975- ECT - Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos; 1975- Sócio da SPA – Sistemas, Planejamento e Análise S.A.; 1980/1988 - Diretor-Superintendente do “Daily Post” e do “Brazil Herald”, jornais diários, editados em língua inglesa, no Brasil; Sócio-Diretor da Termoconsult.

ODERVAL ESTEVES DUARTE FILHO***Membro Efetivo do Conselho de Administração***

Data de nascimento: 30/01/70 – Formado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais em 1991 – Analista de Custos nas Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais - USIMINAS - 1992/1993; Sênior de Auditoria na Price Waterhouse Auditores Independentes - 1993/1998; Diretor-Financeiro na Southern Energy, Inc./desde 1998.

NELCY PEREIRA PENA***Membro Efetivo do Conselho de Administração***

Data de nascimento: 21/09/47 - Procurador do Estado de Minas Gerais.

SÉRGIO LUSTOSA BOTELHO MARTINS***Membro Efetivo do Conselho de Administração***

Data de nascimento: 30/08/37 – Formado em Economia pela Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais em 1962 – Economista e Executivo Financeiro na Magnesita S.A. Belo Horizonte - 1963/1971; Diretor das empresas do Grupo Multiplic/ Rio de Janeiro - 1971/1977; Sócio-Gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda./Rio de Janeiro - 1976/1988; Diretor das empresas do Grupo Tecnicorp (DTVM e posteriormente Banco Tecnicorp)/Rio de Janeiro - 1979/1986; Sub-Secretário de Indústria e Comércio do Estado do Rio de Janeiro - 1988/1989; Sócio-Gerente da Mineração Mira Serra Ltda./Cons. Lafaiete - 1989/1995; Diretor-Comercial da Datamec S.A. Sistemas e Processamentos de Dados/Rio de Janeiro - 1996/1997; Sócio-Gerente da Plus Santé – Sistemas Assistenciais de Saúde Ltda./Rio de Janeiro desde 1995.

LUIZ DAVID TRAVESSO***Membro Efetivo do Conselho de Administração***

Data de nascimento: 27/10/61 – Formado em Engenharia pela Faculdade de Engenharia Industrial de São Paulo, em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e MBA pelo INSEAD na França. 1997 - Presidente e Presidente do Conselho de Administração da AES Sul, Conselheiro Administrativo da LIGHT; 1996 - Vice-Presidente e Presidente da AES Brasil; 1993/1996 - Vice-Presidente do ING Bank; 1987/1991- Engenheiro de Qualidade, Supervisor Engenharia de Qualidade, Gerente de Projetos e Gerente de Novos Negócios da Ford Motor Company.

ATAÍDE VILELA**Membro Efetivo do Conselho de Administração**

Data de nascimento: 11/06/52 – Formado em Engenharia Civil pela Faculdade de Engenharia Civil de Passos. Pós-graduação em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de São Carlos. Presidente da CGT - Central Geral dos Trabalhadores-Brasil no Estado de Minas Gerais; Membro do Diretório Municipal do PDT em Passos; Delegado representante na CNTI - Confederação Nacional dos Trabalhadores nas Indústrias; Diretor da Federação dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas de Minas Gerais – 1999/2002; Fundador e Diretor de Finanças do SINDEFURNAS 94/97; Incentivador e patrocinador desde sua criação do Jornal FAROL – 1995; Fundador e idealizador da ADAP - Associação de Defesa Ambiental de Passos – 1998; Integrante da Frente Parlamentar Jorge Hannas contra a privatização de Furnas e dos recursos hídricos nacionais – 1999; Fundador e membro da UNILAGOS - União Nacional dos Municípios Lindeiros de Usinas Hidroelétricas – 1999; Presidente do SINDEFURNAS 2000/2003.

3.1 – EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

<u>Evento-Base</u>	<u>Data do Evento</u>	<u>Pessoas Físicas e Jurídicas</u>	<u>Investidores Institucionais</u>	<u>Acordo de Acionistas</u>	<u>Ações Preferenciais com Direito a Voto</u>	<u>Data do Último Acordo de Acionistas</u>
AGO/E	30/04/2001	112.171	1.335	Não	Não	17/05/1997

3.2 – POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES COM DIREITO A VOTO

<u>Item</u>	<u>Nome / Razão Social</u> <u>CPF / CNPJ</u> <u>Nacionalidade / UF</u>	<u>Ações Ordinárias</u> <u>(Mil)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Preferenciais</u> <u>(Mil)</u>	<u>%</u>	<u>Total de Ações</u> <u>(Mil)</u>	<u>%</u>	<u>Composição Capital Social</u>	<u>Part. no Acordo de Acionistas</u>	<u>Controlador</u>
01	Estado de Minas Gerais 18.788.398-0011/00 Brasileira / MG	35.413.734	50,96	1.850.551	2,07	37.264.285	23,44	30/04/2001	Sim	
02	Southern Electric Brasil Partic. Ltda. 00.194.724-0001/13 Brasileira / RJ	22.908.485	32,96	-	-	22.908.485	14,41	30/04/2001	Não	
97	Ações em Tesouraria	-	-	67.784	0,08	67.784	0,04			
98	Outros	11.173.259	16,08	87.585.686	97,85	98.758.945	62,11			
99	Total	69.495.478	100,00	89.504.021	100,00	158.999.499	100,00			

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>
01	ESTADO DE MINAS GERAIS	30/04/2001

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>						
02	SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTIC. LTDA.	30/04/2001						
<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF / CNPJ</u> <u>Nacionalidade / UF</u>	<u>Ações Ordinárias / Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Preferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Cotas / Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Composição do Capital Social</u>
0201	Cayman Energy Traders Americana	210.671.246	90,60	-	-	210.671.246	90,60	30/04/2001
0202	524 Participações 01.851.771-0001/55 Brasileira	21.856.894	9,40	-	-	21.856.894	9,40	30/04/2001
0299	Total	232.528.140	100,00	-	-	232.528.140	100,00	-

4.1 – COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1) Data da Última Alteração: 30/04/1998

<u>Item</u>	<u>Espécie das Ações</u>	<u>Nominativa ou Escritural</u>	<u>Valor Nominal (Reais)</u>	<u>Quantidade de Ações (Mil)</u>	<u>Subscrito (Reais Mil)</u>	<u>Integralizado (Reais Mil)</u>
01	Ordinárias	Nominativa	0,0100000000	69.495.478	694.955	694.955
02	Preferenciais	Nominativa	0,0100000000	89.504.021	895.040	895.040
99	Totais			158.999.499	1.589.995	1.589.995

4.2 – CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

<u>Item</u>	<u>Data da Alteração</u>	<u>Valor do Capital Social (Reais Mil)</u>	<u>Valor da Alteração (Reais Mil)</u>	<u>Origem da Alteração</u>	<u>Quantidade de Ações Emitidas (Mil)</u>	<u>Preço da Ação na Emissão (Reais)</u>
01	30/04/1998	1.589.995	29.073	Correção Monetária	290.730	0,0100000000

4.3 – BONIFICAÇÃO / DESDOBRAMENTO OU GRUPAMENTO DE AÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

<u>Item</u>	<u>Data da Aprovação</u>	<u>Valor Nominal por Ação Antes da Aprovação (Reais)</u>	<u>Valor Nominal por Ação Depois da Aprovação (Reais)</u>	<u>Quantidade de Ações Antes da Aprovação (Mil)</u>	<u>Quantidade de Ações Depois da Aprovação (Mil)</u>
01	30/04/1998	0,0100000000	0,0100000000	129.925.965	158.999.499

4.4 – CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

Não se aplica à companhia.

4.5 – COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

Não se aplica à companhia.

5.1 – AÇÕES EM TESOURARIA

<u>Item</u>	<u>Espécie das Ações</u>	<u>Classe</u>	<u>Reunião</u>	<u>Prazo para Aquisição</u>	<u>Quantidade a ser Adquirida (Mil)</u>	<u>Montante a ser Desembolsado (Reais Mil)</u>	<u>Quantidade já Adquirida (Mil)</u>	<u>Montante já Desembolsado (Reais Mil)</u>
01	Preferenciais	-	27/03/1996	Já Adquirido	67.784	-	67.784	-

6.1 – PROVENTOS DISTRIBUÍDOS NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

Item	Provento	Aprovação da Distribuição Evento	Data da Aprovação Distribuição	Término Exercício Social	Lucro ou Prejuízo Líquido no Período (Reais Mil)	Valor do Provento por Ação	Espécie das Ações	Classe das Ações	Montante do Provento (Reais Mil)	Data de Início de Pagamento
01	Dividendo	AGO/E	30/04/1998	31/12/1997	310.112	0,0009239968	Preferencial		67.528	29/05/1998
02	Dividendo	AGO/E	30/04/1998	31/12/1997	310.112	0,0009239968	Ordinária		52.472	29/05/1998
03	Juros sobre o Capital Próprio	AGO/E	30/04/1998	31/12/1997	310.112	0,0005604727	Preferencial		40.961	28/08/1998
04	Juros sobre o Capital Próprio	AGO/E	30/04/1998	31/12/1997	310.112	0,0005604727	Ordinária		31.828	28/08/1998
05	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	28/08/1998	31/12/1998	482.780	0,0008419110	Preferencial		75.297	25/09/1998
06	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	28/08/1998	31/12/1998	482.780	0,0008419110	Ordinária		58.509	25/09/1998
07	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	28/08/1998	31/12/1998	482.780	0,0003535710	Preferencial		31.622	07/12/1998
08	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	28/08/1998	31/12/1998	482.780	0,0003535710	Ordinária		24.571	07/12/1998
09	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	27/10/1998	31/12/1998	482.780	0,0005443246	Preferencial		48.682	07/12/1998
10	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	27/10/1998	31/12/1998	482.780	0,0005443246	Ordinária		37.828	07/12/1998
11	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	27/10/1998	31/12/1998	482.780	0,0000848764	Preferencial		7.591	10/03/1999
12	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	27/10/1998	31/12/1998	482.780	0,0000848764	Ordinária		5.898	10/03/1999
13	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	21/12/1998	31/12/1998	482.780	0,0006292010	Preferencial		56.273	10/03/1999
14	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	21/12/1998	31/12/1998	482.780	0,0006292010	Ordinária		43.727	10/03/1999
15	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0005033608	Preferencial		45.019	31/05/1999
16	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0005033608	Ordinária		34.981	31/05/1999
17	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0003208925	Preferencial		28.699	15/06/1999
18	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0003208925	Ordinária		22.300	15/06/1999
19	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0002327582	Preferencial		20.817	30/09/1999
20	Dividendo	AGO	27/04/1999	31/12/1998	482.780	0,0002327582	Ordinária		16.176	30/09/1999
21	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	20/12/1999	31/12/1999	33.719	0,0011764706	Preferencial		105.219	30/11/2000
22	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	20/12/1999	31/12/1999	33.719	0,0011764706	Ordinária		81.759	30/11/2000
23	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	14/04/2000	31/12/2000	414.959	0,0005662809	Preferencial		50.663	30/09/2001
24	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	14/04/2000	31/12/2000	414.959	0,0005662809	Ordinária		39.337	30/09/2001
25	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	29/06/2000	31/12/2000	414.959	0,0006103250	Preferencial		54.603	30/09/2001
26	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	29/06/2000	31/12/2000	414.959	0,0006103250	Ordinária		42.397	30/09/2001

6.3 – DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

Item	Espécie da Ação	Classe da Ação	% do Capital Social	% Tipo Dividendo Fixo	% Tipo Dividendo Mínimo	% Tipo Dividendo Cumulativo	Base de Cálculo	Prev. Reembolso de Capital	Prêmio	Direito a Voto
01	Preferencial	56,29	-	10,00	-	-	Baseado no Capital Social	Sim	Não	Não
02	Ordinária	43,71	-	10,00	-	-	Baseado no Capital Social	Não	Não	Sim

6.4 – MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA

Data da Última Modificação do Estatuto	Dividendo Obrigatório (% do Lucro)
30/04/2001	25,00

7.1 – REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

Participação dos Administradores no Lucro	Valor da Remuneração Global dos Administradores (Reais Mil)	Periodicidade
Sim	1.449	Anual

7.2 – PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

Item	Descrição das Participações e Contribuições	Valor do Último Exercício 31/12/2000 (Reais Mil)	Valor do Penúltimo Exercício 31/12/1999 (Reais Mil)	Valor do Antepenúltimo Exercício 31/12/1998 (Reais Mil)
02	Participações - Empregados	27.366	27.400	34.909
05	Contribuições Fdo. Assistência	52.884	52.740	51.652
06	Contribuições Fdo. Previdência	149.830	126.625	122.653
08	Lucro Líquido no Exercício	414.959	33.719	482.780

9.1 – BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA**BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA**

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade por ações, de economia mista, destina-se a construir e explorar sistemas de produção, transformação e transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido ou venha a ser concedidos, por qualquer título de direito, ou empresa das quais mantenha o controle acionário; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vista à exploração econômica 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 setembro de 1951, e nº 8655, de 18 setembro de 1984, e nº 12.653, de 23 de outubro de 1997.

De 1961 à 1987, a CEMIG incorporou várias companhias de energia elétrica no Estado de Minas Gerais. Em 1986 foi criada a GASMIG que ampliou o campo de atuação da Empresa. Em 1994, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica de Nova Ponte no rio Araguari, 510 MW. Ressalta-se que nova Ponte é a primeira usina brasileira construída de forma a cumprir todos os requisitos de proteção ambiental previstos na legislação. Merecem especial destaque, em 1998, a inauguração da Usina Hidrelétrica de Igarapava (210 MW), marco no setor energético nacional pelas inovações societária e tecnológica (consórcio com a iniciativa privada), e a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica de Miranda (408 MW). Em 1997, a Empresa, Southern Electric Brasil Participações Ltda. adquiriu 14,41% do capital total (32,96% do capital votante) da CEMIG. O Estado de Minas Gerais continua mantendo o controle acionário da Empresa.

O ano de 2000 fica registrado na história da Cemig pela ocorrência de um fato inédito: a implantação simultânea de 3 usinas de porte. Além do Aproveitamento Hidrelétrico de Porto Estrela, cujas obras foram iniciadas em 1999, iniciou-se em 2000 a implantação das usinas de Queimado e Funil.

Na implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de Queimado, com 105 MW de capacidade instalada e custo total de R\$ 113 milhões, a Cemig, com 65% de participação no empreendimento, tem como parceira a Companhia Energética de Brasília – CEB, com 35%. As obras foram iniciadas em agosto, abrangendo áreas dos municípios de Unai e Cabeceira Grande, em Minas Gerais e Cristalina, em Goiás. O início da geração comercial está previsto para abril de 2003.

O Aproveitamento Hidrelétrico de Funil, com potência instalada de 180 MW e custo estimado de R\$ 193 milhões, está sendo implantado no alto curso do rio Grande, no Estado de Minas Gerais, entre os municípios de Perdões e Lavras. O início da construção aconteceu em setembro e a entrada em operação comercial deverá se dar em dezembro de 2002. O Consórcio Empreendedor é formado pela Cemig, com 49%, e Companhia Vale do Rio Doce, com 51%.

A Cemig venceu, em 30 de novembro, o leilão realizado pela ANEEL para a exploração do Complexo Energético Capim Branco. A Cemig participa com 20% no Consórcio Capim Branco Energia, formado ainda pela Companhia Vale do Rio Doce (46%), Comercial Agrícola Paineiras (17%), Camargo Correa Cimentos (5%) e Companhia Mineira de Metais (12%),

O Complexo é constituído pelos aproveitamentos hidrelétricos Capim Branco I e Capim Branco II, localizados no rio Araguari, entre os municípios de Araguari e Uberlândia, com potência instalada de 240 e 210 MW, respectivamente. O custo do empreendimento é de cerca de R\$ 500 milhões. O início das obras de Capim Branco I está previsto para setembro de 2001 e a geração comercial para novembro de 2004. Capim Branco II terá suas obras iniciadas em junho de 2004, com geração comercial prevista para agosto de 2007.

A Cemig obteve, em 2000, a concessão para a implantação e operação da Subestação Itajubá 3, sagrando-se vencedora da primeira licitação para subestações conduzida pela ANEEL. As obras deste empreendimento foram iniciadas em outubro de 2000. Com dois transformadores 500-138 kV de 300 MVA cada, esta subestação irá atender a uma população de mais de 2,2 milhões de habitantes, além de suprir o crescimento da Região Sul, principalmente em função da duplicação da BR-381.

A Companhia conta atualmente com um quadro de 11.536 empregados (31/12/00).

9.2 – CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

O serviço público de energia elétrica é explorado por concessão do Governo Federal. Na geração de energia elétrica, as concessões são dadas a cada usina. Na distribuição, as concessões são dadas por município, onde o concessionário passa a ter o monopólio do serviço. De acordo com a Constituição Federal, as novas concessões têm sido outorgadas por meio de licitação.

Ao poder concedente cabe regulamentar o serviço prestado no que se refere à qualidade do atendimento e aos preços praticados.

As tarifas de fornecimento energia elétrica são fixadas pelo Governo Federal e reajustadas anualmente com base em fórmula paramétrica.

O sistema elétrico das regiões Sul e Sudeste do País é interligado e sua operação obedece a critérios técnicos de qualidade fixados no âmbito de uma Empresa integrada pelos concessionários das regiões (ONS) Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A venda de energia elétrica de concessionários geradores para concessionários distribuidores é feita mediante contratos de suprimento e os preços são homologados pelo poder concedente.

Regulamentação

O setor elétrico brasileiro continuou em processo de reorganização, através de novas resoluções, decretos e realizações de audiências públicas. Estão sendo regulamentados aspectos específicos como Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição; conceitos econômicos para reajuste anual e revisão tarifária, que, no caso da CEMIG, ocorrerá em 2003; universalização da prestação do serviço público de energia elétrica até 2005; critérios para a composição da Rede Básica de Transmissão; ampliação da liberdade de escolha do fornecedor de energia para todos os consumidores e ajustes às Regras de Mercado, cuja implementação gradual teve início em setembro de 2000, especialmente no que se refere à formação de preços.

O início de operação do Mercado Atacadista de Energia já no ano 2000 e a liberação do mercado a partir de 2003 tornam imprescindível a preparação de todas as empresas do setor elétrico nacional para o ambiente mais competitivo. Nesse sentido, as empresas vêm buscando incrementar a oferta de energia ao menor custo, combinando investimentos em novas unidades geradoras com compras de energia no exterior, oferta de soluções energéticas visando conquistar novos consumidores e fidelizar clientes atuais, além de implementar medidas de redução de custos e otimização do uso do sistema elétrico.

Cabe destacar, ainda, a aquisição de 33 transformadores de potencial capacitivos de 550 kV dentro do programa de modernização do parque instalado destes equipamentos e a implantação do Esquema de Controle de Segurança (ECS) do Sistema Interligado Brasileiro, consistindo da implantação de Controladores Lógicos Programáveis nas Subestações de Neves 1, Barbacena 2, Pimenta, Itutinga, Ipatinga 1, Montes Claros 2, e Jaguará 500 kV.

Em continuação ao projeto de automação de subestações, o que possibilita a redução de custos operativos, melhoria da qualidade dos serviços e otimização da operação do sistema, foram concluídas as obras de automação de 38 subestações, elevando a 171 o total das subestações telecontroladas em dezembro de 2000.

Em 2000, foram construídos 15.011 km de novas redes de distribuição e 221 km de linhas de transmissão e subtransmissão, totalizando 312.447 km de redes de distribuição e 21.001 km de linhas de transmissão em operação em dezembro de 2000, já descontadas as desativações de linhas obsoletas ou em final de vida útil, as quais poderiam comprometer a continuidade do fornecimento aos consumidores.

Observe-se que, do total de 21.001 km, 16.038 km são de tensão inferior a 230 kV, integrantes do sistema de Distribuição. Aquelas com tensão igual ou superior a 230 kV são também de propriedade da CEMIG mas integram a Rede Básica e sua operação é administrada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que remunera sua cessão ao Sistema Elétrico Interligado.

Foram, ainda, colocados em operação 102,5 MVA de capacidade de transformação no sistema elétrico da Cemig, além de 135,6 MVA de compensação reativa, elevando a capacidade total nas subestações abaixadoras para 27.687 MVA em dezembro de 2000, já descontadas as desativações. Contribuíram para esse acréscimo a implantação de 3 novas subestações e a ampliação de outras 31. Destacam-se a Subestação BH São Marcos por ser uma obra que adota padrões tecnológicos bastante elevados e a Subestação Porteirinha 2 que permitirá o desenvolvimento dos municípios da região de Janaúba, Porteirinha, Mato Verde, Monte Azul e Espinosa.

Programas Especiais de Eletrificação

Destacamos, em 2000, o andamento do Programa de Desenvolvimento Rural – LUMIAR / Luz no Campo, de caráter social, cujo contrato de financiamento junto à Eletrobras foi assinado em 27 de junho de 2000, em Brasília. Até dezembro, foram feitas ligações de 32.310 consumidores e a instalação de 59.842 postes. O investimento total do programa está estimado em R\$ 454,4 milhões e a CEMIG irá participar com R\$ 239,2 milhões, visando eletrificar 185.000 novas unidades consumidoras com os seguintes objetivos:

- elevar a taxa de atendimento rural para valores próximos de 100% até o final do ano 2003;
- valorizar a qualidade de vida na área rural pelo acesso à energia elétrica;
- contribuir para a redução do êxodo rural;
- possibilitar o aumento da produção e da produtividade utilizando a energia elétrica para cultivos irrigados.

Numa primeira etapa desse programa, estão sendo executadas ligações de 113.150 consumidores, com investimentos de R\$ 219 milhões, sendo R\$ 164 milhões com recursos assegurados junto à Eletrobrás.

Para beneficiar a população mais carente das áreas urbanas, foi lançado, em maio, pela CEMIG e Governo do Estado de Minas Gerais, o Programa Luz Real. Os investimentos abrangerão obras de extensão em periferias urbanas, instalação de padrões de entrada, redes especiais em favelas, melhoria na iluminação pública, em escolas e residências, até o ano de 2002.

9.3 – PERÍODOS DE SAZONALIDADE NOS NEGÓCIOS

As vendas da CEMIG são normalmente maiores no segundo semestre, particularmente no mês de setembro. As tarifas de fornecimento são reajustadas pelo poder concedente (ANEEL) normalmente em abril, e aplicada de forma “pró-rata tempore”, ocorrendo seu impacto integral na receita em junho de cada ano.

Além disso, a tarifa varia entre os períodos seco e úmido.(período seco: maio a novembro - período úmido dezembro a abril), sendo 6% menor nesse último.

10.1 – PRODUTOS E SERVIÇOS OFERECIDOS

Item	Principais Produtos e/ou Serviços	% Receita Líquida
01	Energia Elétrica	100,00

11.1 – PROCESSO DE PRODUÇÃO

A área de concessão da CEMIG cobre cerca de 96% do território de Minas Gerais, na região Sudeste do Brasil, correspondendo a 560 km² Nessa área de concessão, a CEMIG possui 38 usinas de geração, com base predominante hidrelétrica (*), que produzem energia elétrica para atender 17 milhões de pessoas em 774 municípios de Minas Gerais. Em 2000, a CEMIG colocou no mercado 37.542 GWh de energia.

(*) 36 HIDRÁULICAS
3 USINAS TÉRMICAS
1 EÓLICA

11.2 – PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO, MERCADOS E EXPORTAÇÃO

MERCADO

O mercado global da Cemig verificou um aumento 5,3% em relação ao ano anterior, com destaque para as classes de consumo Comercial e Industrial.

A classe Comercial, com participação de 9,5% do mercado Cemig, apresentou o maior crescimento com taxa de 7,5%, principalmente em função da reclassificação de consumidores que anteriormente encontravam-se faturados na classe residencial e melhoria no desempenho dos setores comerciais como o comércio varejista e o de serviços de alojamento e alimentação.

A classe Industrial, com participação de 58,7%, cresceu 6,8%, destacando-se a Indústria de Transformação, que cresceu 7,7%.

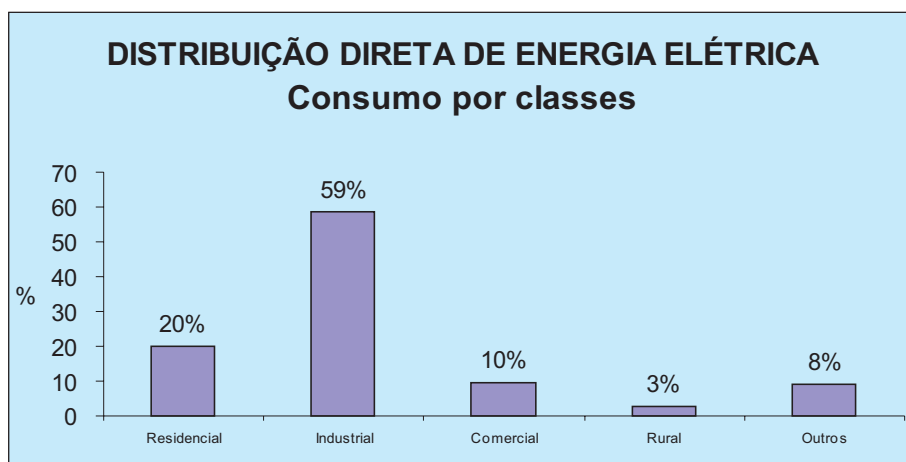
A classe Residencial, que representa 20,1% do mercado Cemig, registrou um crescimento de 1,7% no ano.

A classe Rural apresentou crescimento de 2,7%, respondendo com 4,4% do mercado. Esse desempenho resultou não só da maior utilização da irrigação na tensão primária, em outubro e novembro, mas também do aumento do consumo convencional proveniente do número de novas ligações através dos Programas Lumiar e Luz no campo.

A Cemig vendeu, no ano de 2000, para o seu mercado, o equivalente a 37.777 GWh. O fornecimento de contratos bilaterais a empresas congêneres foi de 413 GWh e foram comercializados 4.289 GWh de energia de curto prazo.

Agrupando o consumo dos contratos bilaterais e da energia de curto prazo ao mercado Cemig, o total de energia vendida passa para 42.479 GWh em 2000 e 39.347 GWh em 1999, resultando num crescimento de 8,0%.

No ano, foram ligados 224 mil novos consumidores, sendo que 209 mil na área urbana e 15 mil na área rural, elevando o total de consumidores da CEMIG para 5.141 mil. Esses consumidores estão distribuídos em 5.415 localidades, sendo 774 municípios, 510 distritos e 4.131 povoados.



11.3 – POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO

A CEMIG não tem concorrente na distribuição, mas a legislação atual permite a figura do consumidor livre e do produtor independente, introduzindo a competição na geração e na comercialização.

A qualidade dos serviços prestados e os baixos custos de operação, além da força da marca, asseguram a CEMIG uma forte posição competitiva no setor elétrico nacional.

12.1 – PRINCIPAIS PATENTES, MARCAS COMERCIAIS E FRANQUIAS

Não se aplica à CEMIG.

13.1 – PROPRIEDADES RELEVANTES

Item	Tipo de Propriedade / Endereço / Município / UF	Área Total (Mil M ²)	Área Construída (Mil M ²)	Idade (Anos)	Se-gu-ro	Hi-po-teca	Aluga-da de Terc.	Data do Contrato	Término Locação	Observação
01	36 Usinas Hidrelétricas Diversos / Diversos / MG	75.523,000	-	-	Sim	Não	Não			
02	3 Usinas Termelétricas Diversos / Diversos / MG Localizadas nos Municípios de Igarape, Formoso e Ipatinga	1.769,000	-	-	Sim	Não	Não			
03	Usina Eólica Presidente Juscelino Presidente Juscelino / MG Localizada na Cidade de Presidente Juscelino	29.000,000	-	-	Sim	Não	Não			
04	21.000 Km em Linhas de Transmissão Diversos / Diversos / MG	607.714.946,000	-	-	Sim	Não	Não			
05	312447 Km de Linhas de Distribuição Diversos / Diversos / MG	36.052.319,000	-	-	Sim	Não	Não			
06	388 Sub-estações Diversos / Diversos / MG	8.505.171,000	-	-	Sim	Não	Não			

14.2 – INFORMAÇÕES RECOMENDÁVEIS, MAS NÃO OBRIGATÓRIAS

ATENDIMENTO AO CLIENTE

Qualidade do Atendimento

Com o objetivo de melhoria da qualidade e agilidade no atendimento ao cliente, a CEMIG iniciou a implantação do Sistema de Gerenciamento de Agências de Atendimento e do Sistema de Atendimento a Clientes, que possibilitarão monitorar e avaliar os serviços prestados e, conseqüentemente, reduzirão custos e permitirão ganhos de eficiência.

A qualidade dos serviços prestados aos consumidores foi monitorada no período com aplicação de questionários, o que auxiliará a avaliação dos dados e permitirá a elaboração do Plano de Ação para correção e aprimoramento de processos.

Conselho de Consumidores

O Conselho de Consumidores representa os interesses e promove a defesa dos consumidores, encaminhando sugestões, cooperando na fiscalização e provendo denúncias e reclamações junto a Cemig, conforme previsto nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

O Conselho é composto de 6 (seis) membros titulares e 6 (seis) suplentes indicados por entidades representativas de classes de consumidores (Residencial, Comercial, Rural, Industrial e Poder Público) e por órgão de defesa dos consumidores (PROCON).

Em 2000, o trabalho conjunto entre a CEMIG e o Conselho resultou em diversas ações e programas, tais como:

- Pré-Eletrificação Rural com Energia Solar Fotovoltaica
- Substituição de Lâmpadas Incandescentes por Lâmpadas Fluorescentes Compactas em Unidades Subvencionadas
- Programa Casas de Máquinas – Incentivo ao Uso de Equipamentos Eletorrurais
- Qualidade Total nas Instalações Elétricas das Escolas Públicas
- Atendimento a Consumidores de Baixa Renda com Rede à Porta
- Atendimento Além do Medidor
- Ação Comunitária Energia para a Vida – ACEV
- Melhoria das Instalações Elétricas Internas na Unidade Consumidora de Baixa Renda

PROMOÇÃO DA QUALIDADE

Implantação do Sistema de Gestão Ambiental e da Qualidade

A CEMIG vem desenvolvendo e implantando o Sistema de Gestão Ambiental, que integra o gerenciamento da qualidade de produtos e serviços para os clientes (com base nas normas ISO 9000) e dos impactos e riscos ambientais (com base nas normas ISO 14000).

Quanto ao Sistema de Gestão da Qualidade, aproximadamente 1.000 colaboradores estão envolvidos seja em processos já certificados (total de 11 certificados obtidos), seja na preparação para certificação. A estratégia é priorizar os processos que mais impactam a satisfação dos clientes da Companhia, em consonância com as diretrizes corporativas e as perspectivas de evolução do mercado de energia.

Em 2000, a CEMIG obteve certificações ISO 9002 nos processos de Serviços de Manutenção, Engenharia de Subestações e Linhas de Transmissão, Operação de Sistemas de Produção e Transmissão de Energia Elétrica e Atendimento a Clientes de Média e Baixa Tensão.

GASMIG

Em 2000, atendendo às exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, foi promovida a separação física e operacional total da Gasmig em relação à Cemig, passando a empresa a gerenciar diretamente todos os seus processos antes realizados no ambiente de sua controladora.

O crescimento da utilização de gás natural verificada nos últimos anos no país e a competitividade das tarifas frente aos energéticos concorrentes, mesmo diante de um quadro de extrema instabilidade de preços do petróleo, contribuiu para a superação da marca de 1,3 milhão de m³/dia de vendas contratadas de gás natural.

No período, foram distribuídos 315,7 milhões de m³ correspondentes a um faturamento de R\$ 78,9 milhões. Esses valores representaram um crescimento de 24,4% sobre o volume e de 56,2% sobre o faturamento de 1999.

O presente ano foi ainda assinalado pelo expressivo crescimento do segmento de gás natural veicular na Região Metropolitana de Belo Horizonte - RMBH. Em 2000 foram distribuídos 17,0 milhões de m³ para esse setor, o que representou um crescimento de 428,4% em relação a 1999.

Foram realizadas obras de extensão da rede de distribuição para o atendimento em Vespasiano, em Ibitité e em Contagem, onde também foi executado projeto de expansão no Centro Industrial de Contagem - CINCO. No CINCO deverão ser atendidos mais 10 novos consumidores em uma rede de cerca de 8 km, que acrescido aos ramais já realizados para o atendimento aos postos, resulta em uma rede de distribuição no Estado de cerca de 120 km.

Foi também assinado Termo de Referência com a Petrobrás para viabilizar o fornecimento de gás a três usinas termelétricas a serem instaladas no Estado, dentro do Programa Prioritário de Termelétricidade instituído pelo Governo Federal em fevereiro de 2000.

INFOVIAS

A EMPRESA DE INFOVIAS S.A., formada pela associação entre Cemig e AES, tem como objetivo disponibilizar meios de telecomunicações em Minas Gerais através da infra-estrutura da CEMIG. Atua como prestadora de Serviço Limitado Especializado (SLE) provendo Circuitos Especializados e Redes Especializadas. Com investimentos iniciais de US\$ 106.000.000,00, trabalha em dois grandes projetos no Estado: Rede de Acesso e Rede Multisserviços.

A Rede de Acesso é composta por fibras ópticas em anéis SDH na Região Metropolitana de Belo Horizonte. Em setembro, foi assinado um contrato de demanda mínima com a Diveo, que garante a venda de 400 circuitos E1's até 2004. Contratos com outros clientes estão em fase de negociação e assinatura. Os principais clientes dessa rede são as operadoras de telecomunicação (de Serviço Telefônico Fixo Comutado – STFC, de Serviço Móvel Celular – SMC, de Serviço Limitado Especializado – SLE).

A Rede Multisserviços, rede híbrida composta por fibra óptica e cabo coaxial, tem conclusão prevista para março de 2001 em 12 cidades de Minas Gerais (Belo Horizonte, Contagem, Barbacena, Ribeirão das Neves, Conselheiro Lafaiete, Ituiutaba, Poços de Caldas, Uberlândia, Sete Lagoas, Ipatinga, Betim e Uberaba). A rede possui 3.500 km, sendo 700 km de fibra óptica e 2.800 km em cabo coaxial, que atingem cerca de 500 mil residências. A Infovias tem um contrato com a W@y Brasil para transporte dos sinais dessa operadora de TV a cabo nas 12 cidades em que a rede está sendo construída.

Encontra-se ainda em andamento um estudo para operacionalizar internet de banda larga (512kbps), inicialmente em Belo Horizonte. Outras possibilidades de negócios podem ser agregadas à rede, como VPN, Web TV, Transmissão de Dados, Voz e Imagem, Telemetria, Segurança Eletrônica, Home Banking, Tele-medicina, Tele-Educação, etc.

A composição do capital social da Empresa de Infovias S.A., já subscrito e integralizado, é a seguinte: Cia. Energética de Minas Gerais, 48,97%, AES Força e Empreendimentos Ltda., 49,97%, Clube de Investimentos dos Empregados da CEMIG - CLIC, 0,99% e Outros Acionistas, 0,07%.

Usina Térmica Ipatinga S.A.

A Usina Térmica Ipatinga, sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da Cia. Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 11 de agosto de 2000, tem por objetivo principal a produção e a comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica e vapor, através de central termelétrica de cogeração, de 40 MW de capacidade instalada, utilizando como combustível gás de aciaria e gás de coqueria, alcatrão e seus derivados e/ou óleo combustível, localizada nas instalações da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS, no Município de Ipatinga, Estado de Minas Gerais.

**14.3 – OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES
PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA**

[Conforme arquivado junto à Securities and Exchange Commission em 13 de Agosto de 2001 em caráter confidencial]

(Registro Nº 333-)
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**

Número de arquivo na comissão: _____
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG
(Denominação exata da Registrante conforme Consta em Seu Estatuto Social)

Companhia Energética 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 York
Ações Preferenciais, valor nominal de R\$ 0,01*	Bolsa de Valores de Nova York*

* 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

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

Item 17 Item 18

O presente Termo de Registro segundo o Formulário 20-F contém 335 páginas, incluindo anexos.
Vide índice de anexos na Página 95.

ÍNDICE

Apresentação das Informações Financeiras

Informações Prospectivas

Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Item 3. Informações Chave

Item 4. Informações sobre a Companhia

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Item 8. Informações Financeiras

Item 9. A Oferta e a Listagem

Item 10. Informações Adicionais

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado

Item 12. Descrição de American Depositary Shares

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

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

Item 15. [Reservado]

Item 16. [Reservado]

Item 17. Demonstrações Financeiras

Item 18. Demonstrações Financeiras

Item 19. Anexos

ASSINATURAS

Índice de Termos Definidos

Glossário Técnico

Anexo A. O Setor Elétrico Brasileiro

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

No presente Termo de Registro na forma do Formulário 20-F, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, sociedade de economia mista de responsabilidade limitada constituída nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil, será denominada “CEMIG,” “nós” ou “Companhia.”. As referências neste Termo de Registro a “real”, “reais” ou “R\$ ” dizem respeito a reais brasileiros (plural) e real brasileiro (singular), a moeda oficial do Brasil, e as referências a “dólares dos Estados Unidos”, “dólares” ou “US\$ ” dizem respeito a dólares dos Estados Unidos. Todos os valores em moedas existentes anteriormente à adoção do real como a moeda corrente brasileira, em 1º de julho de 1994, foram reajustados para reais.

Somos uma sociedade de economia mista brasileira e mantemos nossos livros e registros em reais. Elaboramos nossas demonstrações financeiras em conformidade com princípios contábeis estabelecidos pela Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, a qual nos referimos como a Lei das Sociedades Anônimas brasileira. Para fins do presente Termo de Registro, 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 Termo de Registro, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2000 e 1999 e as correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999, e 1998, em reais, tudo em conformidade com os GAAP norte-americanos, devidamente auditados pela Arthur Andersen S/C. Elaboramos, também, um balanço intercalar não auditado de 31 de março de 2001 e correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e alterações do patrimônio líquido não auditadas relativas ao período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e 2000, respectivamente, em reais, de acordo com os GAAP norte-americanos.

Ressalvadas as afirmações em contrário, todas as informações financeiras incluídas neste Termo de Registro 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 GAAP 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 subsequentes, 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 do final do exercício.

O presente Termo de Registro contém conversões de certos valores em reais em 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\$ 2,1616 para US\$ 1,00, vigente em 31 de março de 2001, divulgada pelo Banco Central do Brasil, ou Banco Central. Em 31 de março de 2001, a diferença entre a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central e a taxa para compra ao meio-dia vigente na Cidade de Nova York para transferências eletrônicas em reais certificadas, para fins alfandegários pelo Federal Reserve Bank de Nova York, ou a taxa para compra ao meio-dia de R\$ 2,1750 para US\$ 1,00 não era relevante. Vide “Item 3. Informações Chave - Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Em 7 de agosto de 2001, a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central era R\$ 2,4463 para US\$ 1,00 e a taxa para compra ao meio-dia era R\$ 2,4480 para US\$ 1,00.

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, às taxas acima indicadas ou a qualquer outra taxa.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente Termo de Registro. O “Índice de Termos Definidos” a partir da página 101 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” a partir da página 102.

As referências contidas no presente Termo de Registro 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. As ADSs são comprovadas por American Depositary Receipts, ou ADRs, a serem emitidos de acordo com Contrato de Depósito celebrado entre a Companhia e o banco depositário. Vide “Item 12. Descrição das American Depositary Shares.”

INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente Termo de Registro inclui declarações prospectivas, principalmente no “Item 3. Informações Chave,” inclusive “Fatores de Risco,” “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.” 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;
- tendências previstas 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 hidroelétrica;
- nossos planos de dispêndio de capital para aquisição de imobilizado;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- regulamentação governamental existente e futuros relativos a tarifas de eletricidade, uso de eletricidade, concorrência em nossa área de concessão e outras questões;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, relativas aos 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 operação das instalações em desacordo 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, acontecimentos e circunstâncias prospectivos tratados no presente Termo de Registro talvez não cheguem a ocorrer. Nossos atuais resultados e desempenho poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

Item 1 - Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores**Conselheiros**

Os nomes, cargos e endereços comerciais de nossos atuais conselheiros e suplentes são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>	<u>Endereço Comercial</u>
Djalma Bastos de Moraes	Conselheiro (1)	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Geraldo de Oliveira Faria	Conselheiro	Rua Mar de Espanha, 525, Belo Horizonte, MG, Brasil
Alexandre de Paula Dupeyrat Martins	Conselheiro	Rua da Bahia, 1600, 10º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	Rua Aimorés, 981, 11º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas	Conselheiro	Avenida Álvares Cabral, 1740, 7º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Cláudio José Dias Sales	Conselheiro	Rua da Candelária, 65, 18º Andar, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Oderval Esteves Duarte Filho	Conselheiro	Avenida Álvares Cabral, 1741, 7º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Nelcy Pereira Pena	Conselheiro	Rua Rio de Janeiro, 2017, Apto. 302, Belo Horizonte, MG, Brasil
Sérgio Lustosa Botelho Martins	Conselheiro	Rua Pedro Lessa, 35, Sala 1101, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
David Travesso Neto	Conselheiro	Avenida Alfredo Egídio de Souza Aranha, 100, bloco B, 13º Andar, São Paulo, SP, Brasil
Ataíde Vilela	Conselheiro	Avenida Arouca, 660, 4º Andar, Passos, MG, Brasil
Marcello Lignani Siqueira	Suplente	Rua Mar de Espanha, 525, 3º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Luiz Cláudio de Almeida Magalhães	Suplente	Rua Prof. Estevão Pinto, 554, Apto. 701, Belo Horizonte, MG, Brasil
Cláudio Gontijo	Suplente	Praça da Liberdade, s/ nº, Prédio da Secretaria da Fazenda, Belo Horizonte, MG, Brasil
José Luiz Ladeira Bueno	Suplente	Av. João Pinheiro, 146, 20º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Octacílio Machado Júnior	Suplente	Av. Presidente Antônio Carlos, 538, Varginha, MG, Brasil
Marc Leal Claassen	Suplente	Rua da Candelária, 65, Sala 1802, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Geraldo Dannemann	Suplente	Av. Presidente Wilson, 231, 28º Andar, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Guy Maria Villela Paschoal	Suplente	Av. Barbacena, 1.200, 18º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
João Bosco Braga Garcia	Suplente	Av. Álvares Cabral, 171, 7º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Marcelo Pedreira de Oliveira	Suplente	Av. Alfredo Egídio de Souza Aranha, 100, Bloco D, 13º Andar, São Paulo, SP, Brasil
Cristiano Corrêa de Barros	Suplente	Avenida Barbacena, 1200, 18º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil

(1) Presidente do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva

Os conselheiros suplentes atuam de quando em quando como substitutos, quando os conselheiros efetivos não estão disponíveis para desempenhar suas funções normais como conselheiros ou, no caso de vacância do Conselho de Administração, até que um conselheiro substituto seja nomeado para preencher tal vaga.

Diretores

Os nomes, atuais cargos e endereços comerciais de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Endereço Comercial
Djalma Bastos de Moraes	Diretor-Presidente Diretor de Desenvolvimento Tecnológico e Ambiental	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Guy Maria Villela Paschoal	Diretor de Planejamento, Projeto e Construção, Vice-Presidente Executivo; e Diretor de Geração e Transmissão de Energia	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Aloísio Marcos Vasconcelos Novais	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Stalin Amorim Duarte	Diretor de Gestão Empresarial	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil
Cristiano Corrêa de Barros	Diretor de Finanças e de Investimento e Diretor de Relações com Investidores em exercício	Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil

Nossa Diretoria se reúne, via de regra, pelo menos a cada período de dois meses e é responsável pela administração das atividades do dia a dia. Cada diretor tem uma responsabilidade supervisora individual para certos aspectos de nossos negócios, como estabelecido pelo Conselho de Administração e em nossos Estatutos Sociais. Vide “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados – Diretoria.”

Consultores

Nosso consultor jurídico com relação à nossa listagem nos Estados Unidos, na Bolsa de Valores de Nova York, ou NY-SE, é Sidley Austin Brown & Wood LLP, estabelecido em One World Trade Center, New York, New York, 10048-0557. Nosso consultor jurídico no Brasil é Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, estabelecido à Rua da Consolação, 247, 4º andar, São Paulo, SP, 01301-903, Brasil. As declarações referentes à lei brasileira incluídas no “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Cíveis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos” e que são especificamente atribuídas a Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados são incluídas, na forma e dentro do contexto em que são incluídas, com o consentimento de Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados. O patrocinador da listagem na NYSE é o Citibank, N.A., nosso banco depositário. O Citibank, N.A., está localizado em 111 Wall Street, New York, New York 10043.

Auditores

Nossas demonstrações financeiras auditadas dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, e para tais datas, incluídas neste Termo de Registro, têm como base o relatório da Arthur Andersen S/C, contadores públicos independentes, tendo em vista a autoridade que essa firma possui como peritos em auditoria e contabilidade. Arthur Andersen S/C está estabelecida na Avenida Álvares Cabral, 1741, 8º e 9º andares, Belo Horizonte, MG 30170-001, Brasil. A referida empresa é membro do Conselho Regional de Contadores de Minas Gerais, sendo seu número de registro CRC2SP000123/S-MG.

Item 2 - Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3 - Informações Chave

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com os GAAP norte-americanos. V.Sa. deverá ler as informações seguintes em conjunto com as demonstrações financeiras, inclusive as Notas Explicativas das mesmas, constantes em outras partes do presente Termo de Registro e em conjunto com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998 e dos exercícios encerrados nas referidas datas derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas pela Arthur Andersen S/C. As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 1997 e 1996 e dos exercícios encerrados nas referidas datas são apresentadas em bases não auditadas.

As informações financeiras selecionadas de 31 de março de 2001 e 2000 e dos períodos de três meses encerrados nas referidas datas derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas não auditadas analisadas pela Arthur Andersen S/C. Segundo o parecer de nossa administração, as demonstrações financeiras intercalares de 31 de março de 2001 e do período de três meses encerrado na referida data incluem todos os ajustes, consistindo tão-somente de ajustes recorrentes normais necessários à apresentação adequada de nossa situação financeira na aludida data. Os resultados intercalares referentes aos três meses encerrados em 31 de março de 2001 talvez não sejam indicativos de resultados válidos para o ano calendário 2001 completo.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo destinam-se à conveniência de V.Sa. A não ser que de outra forma indicado, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio do Mercado Comercial de R\$ 2,1616 para US\$ 1,00 (conforme definição contida em "Taxas de Câmbio) de 31 de março de 2001 divulgada pelo Banco Central". Vide "Apresentação de Informações Financeiras."

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2000	2000	1999	1998	1997(4)	1996(4)
	(US\$)(1)(2)	(milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)				
Dados da Demonstração do Resultado:						
Receita operacional						
Vendas de eletricidade a consumidores finais	2.072	4.478	3.678	3.159	2.805	2.653
Vendas de eletricidade ao Sistema Interligado de Energia	67	145	63	132	115	107
Uso da Rede Básica	64	139	71	2	-	-
Outras receitas operacionais	57	124	93	61	60	52
Imposto de valor agregado sobre vendas a consumidores finais	(442)	(956)	(796)	(679)	(496)	(468)
Receita operacional líquida	1.818	3.930	3.109	2.675	2.484	2.344
Custos e despesas operacionais						
Eletricidade comprada para revenda	(379)	(819)	(727)	(481)	(447)	(399)
Gás comprado para revenda	(28)	(60)	(36)	(20)	(17)	(10)
Uso da Rede Básica	(113)	(243)	(151)	(71)	(70)	(70)
Depreciação e amortização	(270)	(583)	(555)	(441)	(410)	(437)
Pessoal	(216)	(466)	(391)	(408)	(548)	(530)
Encargos regulatórios	(200)	(433)	(258)	(206)	(195)	(174)
Serviços prestados por terceiros	(90)	(195)	(153)	(126)	(145)	(142)
Outros Impostos	(80)	(174)	(137)	(88)	(83)	(74)
Custo com pensão	(110)	(238)	(193)	(475)	(199)	(110)
Materiais e suprimentos	(33)	(71)	(59)	(45)	(43)	(54)
Outros	(96)	(208)	(290)	(133)	(145)	(161)
Total dos custos e despesas operacionais	(1.615)	(3.490)	(2.950)	(2.494)	(2.302)	(2.161)
Lucro (prejuízo) operacional	203	440	159	181	182	183
Receita (despesa) financeira	(19)	(42)	(295)	(40)	35	183
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda	184	398	(136)	141	217	366
Benefício (despesa) de imposto de renda	(15)	(32)	114	148	(234)	(315)
Lucro (prejuízo) líquido	169	366	(22)	289	(17)	51
Outro lucro (prejuízo) consolidado	9	19	(168)	1	(154)	(136)
Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado	178	385	(190)	290	(171)	(85)
Lucro (prejuízo) básico e diluído						
Por mil Ações Ordinárias	1,06	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)	(0,35)
Por mil Ações Preferenciais	1,06	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)	(0,35)

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2000	2000	1999	1998	1997(4)	1996(4)
(US\$)(1)(2)	(milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)					
Por ADS	1,06	2,30	(0,14)	1,82	(0,10)	(0,35)
Dados do Balanço:						
Ativo						
Ativo circulante	502	1.086	768	593	786	763
Redução de Tarifa a Receber do Governo Estadual de Minas Gerais	441	953	809	684	649	592
Ativo imobilizado líquido (em serviço)	4.515	9.758	9.503	9.822	8.733	8.788
Construção em andamento	304	657	1.032	904	1.964	1.845
Outros ativos	444	960	1.016	858	796	846
Total do ativo	6.206	13.414	13.128	12.861	12.928	12.834
Passivo						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	232	502	337	160	148	164
Outros passivos circulantes	484	1.046	1.125	781	1.047	777
Dívida de longo prazo	503	1.088	1.039	981	941	948
Benefícios pós-aposentadoria a empregados	834	1.803	1.734	1.434	1.322	1.026
Patrimônio líquido	3.776	8.162	7.964	8.509	8.729	9.193
Outros Dados:						
Dividendos por mil ações						
Ordinárias	0,55	1,18	2,23	3,21	1,84	0,96
Preferenciais	0,55	1,18	2,23	3,21	1,84	0,96
Dividendos por ADS						
Preferenciais	0,55	1,18	2,23	3,21	1,84	0,96
Dividendos por mil ações (3)						
Ordinárias	-	0,65	1,25	2,72	1,62	0,81
Preferenciais	-	0,65	1,25	2,72	1,62	0,81
Dividendos por ADS (3)						
Preferenciais	-	0,65	1,25	2,72	1,62	0,81

(1) Para fins desta tabela, US\$ 1,00 é igual a R\$ 2,1616, à taxa do Mercado Comercial em 31 de março de 2001.

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

(3) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa do Mercado Comercial vigente na data de pagamento do dividendo.

(4) As informações relativas a esse ano não estão auditadas.

	Período de três meses findo em 31 de março		
	2001	2001	2000
	(milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)		
	(US\$)(1) (2)		
Dados da Demonstração do Resultado:			
Receita operacional			
Vendas de eletricidade a consumidores finais	552	1.194	989
Vendas de eletricidade ao Sistema Interligado de Energia	4	8	49
Uso da Rede Básica	17	37	32
Outras receitas operacionais	15	33	27
Imposto de valor agregado sobre vendas a consumidores finais	(119)	(257)	(216)
Receita operacional líquida	469	1.015	881
Custos e despesas operacionais			
Eletricidade comprada para revenda	(107)	(232)	(188)
Gás comprado para revenda	(8)	(18)	(13)
Uso da Rede Básica	(30)	(66)	(56)
Depreciação e amortização	(73)	(158)	(146)
Pessoal	(74)	(160)	(108)
Encargos regulatórios	(52)	(112)	(105)
Serviços prestados por terceiros	(22)	(47)	(42)
Outros impostos	(21)	(45)	(39)
Custo com pensão	(35)	(75)	(59)
Materiais e suprimentos	(8)	(17)	(15)
Outros	(24)	(52)	(43)
Total dos custos e despesas operacionais	(454)	(982)	(814)
Lucro (prejuízo) operacional	15	33	67
Receitas (despesas) financeiras	(43)	(92)	44
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda	(28)	(59)	111
Benefício (despesa) de imposto de renda	22	47	(35)
Lucro (prejuízo) líquido	(6)	(12)	76
Outro lucro (prejuízo) consolidado	4	9	2
Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro total	(2)	(3)	78
Lucro (prejuízo) básico e diluído			
Por mil Ações Ordinárias	(0,04)	(0,08)	0,48
Por mil Ações Preferenciais	(0,04)	(0,08)	0,48
Por ADS	(0,04)	(0,08)	0,48

	31 de março de		31 de dezembro de
	2001	2001	2000
	(milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)		
	(US\$)(1)(2)		
Dados do Balanço:			
Ativo			
Ativo circulante	699	1.512	1.086
Contas a Receber do Governo Estadual de Minas Gerais	460	994	953
Ativo imobilizado líquido (em serviço)	4.482	9.689	9.758
Construção em andamento	289	624	657
Outros ativos	384	830	960
Total do ativo	6.314	13.649	13.414
Passivo			
Parcela corrente da dívida de longo prazo	263	568	502
Outros passivos circulantes	507	1.097	1.046
Dívida de longo prazo	558	1.206	1.088
Benefícios pós-aposentadoria a empregados	850	1.837	1.803
Patrimônio líquido	3.775	8.159	8.162

(1) Para fins desta tabela, US\$ 1,00 é igual a R\$ 2,1616, a taxa do Mercado Comercial em 31 de março de 2001.

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

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, ou 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 câmbio 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 aplicável 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, são fortemente influenciadas pelo Banco Central.

Entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos flutuou, intervindo de quando em quando no mercado de câmbio. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda ficou entre R\$ 1,12 e R\$ 1,22 para US\$ 1,00. No início de janeiro 1999, o Banco Central tentou uma desvalorização controlada do real, ampliando a banda dentro da qual o real poderia ser negociado. Contudo, a intervenção subsequente do Banco Central não logrou manter a taxa dentro da nova banda. Em 15 de janeiro de 1999, devido a pressões de mercado, o Banco Central anunciou que o real poderia flutuar livremente. Desde então, o Banco Central interveio apenas ocasionalmente para controlar desestabilizações da taxa de câmbio.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, a taxa do Mercado Comercial real/dólar dos Estados Unidos divulgadas pelo Banco Central.

2000	Reais por US\$ 1,00			
	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
Novembro	1,9099	1,9778	1,9480	1,9596
Dezembro	1,9524	1,9847	1,9633	1,9554
2001	Reais por US\$ 1,00			
	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
Janeiro	1,9353	1,9753	1,9545	1,9711
Fevereiro	1,9739	2,0452	2,0019	2,0452
Março	2,0208	2,1616	2,0891	2,1616
Abril	2,1384	2,3011	2,1925	2,1847
Maiο	2,1957	2,3600	2,2972	2,3600
Junho	2,2923	2,4748	2,3758	2,3049
Julho	2,3249	2,5979	2,4666	2,4313
Agosto (Até 7 de agosto de 2001)	2,4463	2,4935	2,4770	2,4463
Exercício findo em 31 de dezembro de	Reais por US\$ 1,00			
	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
1996	0,9725	1,0407	1,0050	1,0394
1997	1,0395	1,1164	1,0784	1,1164
1998	1,1165	1,2087	1,1609	1,2087
1999	1,7648	2,1647	1,8158	1,7890
2000	1,7234	1,9847	1,8300	1,9554

Fonte: Banco Central

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.” Embora tenhamos avaliado alguns instrumentos de hedge cambial, não hedgeamos nossas obrigações de nosso endividamento em moeda estrangeira em razão dos elevados custos destes instrumentos.

Em 7 de agosto de 2001, a taxa do Mercado Comercial do real era R\$ 2,4463 para US\$ 1,00.

Capitalização

A tabela a seguir apresenta nossa capitalização e endividamento de curto prazo em 30 de junho de 2001.

	Em milhões de dólares(1) dos Estados Unidos	Em milhões de reais
Empréstimos de curto prazo	44	101
Parcela corrente da dívida de longo prazo	250	576
Total da dívida de curto prazo	294	677
Dívida de longo prazo	526	1.213
Total da dívida (2)	820	1,890
Patrimônio líquido:		
Capital social	606	1.396
Capital Integralizado Adicional	1.375	3.170
Lucros acumulados	1.431	3.299
Reserva de Lucros	316	729
Outro Lucro (prejuízo) consolidado	(186)	(429)
Total do Patrimônio líquido	3.542	8.165
Capitalização total	4.362	10.055

(1) Para fins desta tabela, US\$ 1,00 é igual a R\$ 2,3049, à taxa do Mercado Comercial em 30 de junho de 2001.

(2) Enquanto 15% de nossa dívida pendente em 30 de junho de 2001 era garantida pelo Governo Federal ou pelo Governo Estadual, não garantimos a dívida de terceiros, exceto Infovias. Em 30 de junho de 2001, US\$ 40 milhões da dívida pendente da Infovias estavam garantidos por nós, cujo valor não está refletido neste item. Em 30 de junho de 2001, aproximadamente R\$ 1,121 milhões de nossa dívida total era garantida.

FATORES DE RISCO

1. 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 intervenção freqüente e ocasionalmente drástica do governo federal do Brasil, ou Governo Federal, e por ciclos econômicos voláteis. 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 nas políticas do governo brasileiro, na economia brasileira ou nas políticas do 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.

Ademais, não há garantia de que o presidente Fernando Henrique Cardoso continuará sendo capaz de comandar a coalizão do governo no Congresso brasileiro. Alterações da composição da coalizão do governo, da identidade e políticas dos partidos que estão no poder, do gabinete ou da presidência poderão minar a confiança dos investidores ou acarretar alterações de política que poderão prejudicar nossas operações e/ou o preço das Ações Preferenciais e ADSs. De maneira similar, as alterações políticas dentro do Governo Estadual podem 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;
- política fiscal; 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 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 conseqüência, 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 clientes, 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 10,06% no período de 12 meses encerrado em 31 de março de 2001, 9,81% em 2000, 19,98% em 1999, 1,70% em 1998 e 7,48% em 1997. Se o Brasil voltar a experimentar inflação significativa no futuro, 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 e de juros 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 futura do real frente às aludidas moedas estrangeiras, inclusive o dólar dos Estados Unidos. Qualquer desvalorização significativa do real poderá produzir perdas cambiais em relação à nossa dívida denominada em moedas estrangeiras. Ademais, qualquer desvalorização aumentará nosso custo em reais de compras de eletricidade de Itaipu, cujo custo é medido em dólares. Vide "Item 11. Revelações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado."

Entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve uma banda dentro qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar dos Estados Unidos flutuou, intervindo de quando em quando no mercado de câmbio. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda ficou entre R\$ 1,12 e R\$ 1,22 para US\$ 1,00. No início de janeiro de 1999, o Banco Central tentou uma desvalorização controlada do real, ampliando a banda dentro da qual o real poderia ser negociado. Contudo, a intervenção subsequente do Banco Central não logrou manter a taxa dentro da nova banda. Em 15 de janeiro de 1999, devido a pressões de mercado, o Banco Central anunciou que o real poderia flutuar livremente. Desde então, o Banco Central interveio apenas ocasionalmente para controlar desestabilizações da taxa de câmbio. Atualmente, ainda não é possível prever se o Banco Central continuará permitindo que o real flutue livremente. Por conseguinte, não é possível prever que impacto sobre a Companhia poderão ter as políticas cambiais do Governo Federal. Não podemos garantir a V.Sa. que no futuro o Governo Federal não imporá o sistema de bandas ou algum outro sistema de controle cambial.

O real desvalorizou em aproximadamente 25% frente ao dólar dos Estados Unidos de 31 de dezembro de 2000 até 7 de agosto de 2001, em parte, devido aos desenvolvimentos econômicos adversos na Argentina. As desvalorizações do real acarretam pressões inflacionárias adicionais no Brasil que poderão nos prejudicar. Essas desvalorizações poderão reduzir o 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.

Em 31 de março de 2001, nossos empréstimos e dívidas pendentes representavam aproximadamente R\$ 1,866 milhão, dos quais, aproximadamente, R\$ 1,047 milhão 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%. O Banco Central aumentou essa taxa a cada mês, durante cinco meses consecutivos, como uma resposta à ameaça da inflação.

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”.

O racionamento de energia imposto 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 resultou na queda do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Essa escassez de água tem sido particularmente grave na parte sudeste do Brasil, onde nossa área de concessões e nossas usinas de geração estão localizadas.

O Governo Federal anunciou recentemente diversas medidas em resposta a tais condições. Primeiro, o Presidente do Brasil editou uma Medida Provisória nº 2.147, em 15 de maio de 2001 (atualizada pela Medida Provisória nº 2.152-2, em 1º de junho de 2001), criando uma força tarefa especial para tratar da crise de energia. Em 16 de maio, essa força tarefa decidiu 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%. Segundo, o Presidente editou o Decreto nº 3.818, em 15 de maio de 2001, exigindo 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 exigem que a maioria dos consumidores residenciais reduza o consumo de energia em um quinto do consumo médio de maio, junho e julho de 2000. Os consumidores industriais

e comerciais também deverão reduzir o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Essas medidas prevêm a imposição de cortes de energia e sobretaxas a consumidores que deixarem de reduzir o consumo conforme tais valores especificados. Tendo em vista a perspectiva da instauração pelos consumidores de diversos processos contra as medidas de racionamento do Governo Federal, ainda não se tem conhecimento se as medidas que afetam os consumidores continuarão a ser implementadas como planejado. Além disso, ainda não se tem conhecimento se o Governo Federal editará restrições adicionais ou mais severas para a provisão ou consumo de eletricidade no futuro. Para mais detalhes sobre tais resoluções, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Oferta e Demanda de Eletricidade - Restrições e Racionamento”, contido no Anexo A.

A diminuição do consumo de energia elétrica em virtude do racionamento e das restrições impostas pelo Governo Federal sobre nossa capacidade de distribuição de energia poderia resultar na diminuição material de nosso lucro líquido, prejudicando nossa condição financeira e resultados operacionais.

Imposições e Inadimplementos governamentais poderão prejudicar o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs e nossa condição financeira

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. O Governo Estadual ameaçou recentemente declarar uma nova moratória sobre seus pagamentos das dívidas para com o Governo Federal, uma medida que, acredita-se, ser parcialmente em resposta às medidas de racionamento de eletricidade e restritivas do Governo Federal e políticas orçamentárias. Em 31 de março de 2001, o Governo Estadual devia aproximadamente R\$ 24 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 condição 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 representavam R\$ 994 milhões em 31 de março de 2001. Como garantia da dívida, o Governo Estadual cedeu a nós uma parcela dos fundos a que o Governo Estadual tem direito de cobrar do Governo Federal. Vide – “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 condição financeira estaria prejudicada.

A iminente reforma fiscal no Brasil poderá aumentar nossa carga tributária

O Governo Federal propôs uma ampla reforma fiscal no Brasil, destinada, principalmente, a reduzir o déficit público por meio do aumento das arrecadações de impostos. Espera-se que o projeto de lei final da reforma fiscal será submetido ao Congresso brasileiro para aprovação em 2001.

Prevê-se que a reforma incluirá a criação de um imposto de valor agregado sobre bens e serviços que substituiria seis impostos existentes (inclusive a contribuição social, o imposto sobre produtos industrializados na órbita federal e o imposto sobre a circulação de bens e serviços da órbita estadual). Outra proposta inclui a adoção da CPMF, impostos sobre operações financeiras, como imposto federal permanente sobre movimentações financeiras. Poderemos ficar sujeitos a carga tributária maior se o projeto de lei da reforma fiscal for aprovado e implementado, que poderia prejudicar nossa condição financeira.

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. Acontecimentos similares no futuro nos mercados financeiros internacionais poderão prejudicar nossa situação financeira, nossa capacidade de captar recursos quando necessário e o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs.

Atualmente, a frágil situação econômica da Argentina, a principal parceira comercial do Brasil, é razão de apreensão no Brasil. A despeito do financiamento concedido no início do ano pelo Fundo Monetário Internacional, que pretendia minorar os atuais problemas de solvência da Argentina, a deterioração contínua na economia argentina continua representando risco externo significativo para a economia brasileira. Estamos particularmente preocupados com a possibilidade de o governo federal argentino deixar de cumprir com as obrigações de pagamentos de suas dívidas no futuro próximo. Embora não tenhamos qualquer relacionamento comercial direto com a Argentina ou com empresas argentinas, alterações adversas na condição da economia argentina podem provocar consequências prejudiciais à economia brasileira, reduzindo potencialmente a demanda por energia elétrica e afetando nossos resultados operacionais. Além disso, uma escalada na agitação econômica na Argentina, assim como em outros mercados emergentes poderiam minar a confiança sobre os valores mobiliários emitidos pelas sociedades brasileiras, tais como as Ações Preferenciais e as ADSs, fazendo com que o mercado seja prejudicado.

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 garantida 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 concessionárias menos rentáveis, conseqüentemente, a taxa de retorno para todas as empresas seria igual à média nacional. A 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.

Como uma sociedade de economia mista, enfrentamos, atualmente, limitações em nossa capacidade de obtenção de financiamentos

Como uma sociedade de economia mista, estamos sujeitos a restrições quanto à nossa capacidade de celebrar certas transações financeiras internacionais nos termos das leis e regulamentos em vigor no Brasil. 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 mediante mercados domésticos ou deixarmos de obter a aprovação necessária para obter fundos suficientes no mercado internacional, poderemos enfrentar fluxos de caixa insuficientes para atender os dispêndios estimados de capital, fazendo com que nossos resultados financeiros sejam prejudicados.

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.

Em consequência, 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.

Nossas operações tiveram e continuarão a ter impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial de Minas Gerais e sobre as condições sociais do estado. O Governo Estadual de quando em quando orientou no passado, podendo no futuro orientar, a Companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados principalmente à promoção das metas sociais, políticas ou econômicas do Governo estadual, não necessariamente visando à nossa lucratividade.

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 impactar de forma adversa o 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, empreendimento conjunto liderado por empresa integrante do grupo AES Corporation, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que concedeu à Southern controle sobre certas decisões societárias importantes. Em 1999, o Governo Estadual impetrou ação pleiteando anular o acordo de acionistas com fundamento em princípios constitucionais. Depois de várias sentenças e apelações, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais recentemente proferiu sentença segundo a qual o acordo de acionistas é nulo. Entretanto, a Southern tem o direito de apelar desta sentença e por isso o controle efetivo da CEMIG permanece sujeito à contestação em juízo. Ademais, a Southern pode 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 Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL, a agência do Governo Federal 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 separadas. Pretendemos constituir essas três unidades formando três subsidiárias integrais separadas da CEMIG que conduzirão as operações anteriormente integradas. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização.” Nos termos dos novos regulamentos, cada subsidiária operacional será 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 de economia mista, exige-se uma legislação estatal específica, além da aprovação do acionista, para podermos constituir tais novas subsidiárias. Mediante a promulgação de tal legislação e aprovação de nossos acionistas, nós atualmente prevemos que a reestruturação de nossas operações estará completa de forma substancial até o final do ano de 2001.

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 possibilitarão 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 receita devidos por unidades de geração e distribuição poderão resultar, em bases consolidadas, em impostos sobre receita maiores do que os que pagamos atualmente como companhia elétrica integrada. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

No início deste ano, a ANEEL impôs uma multa de R\$ 3,7 milhões contra nós porque não cumprimos com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. Nós estamos atualmente contestando essa multa. 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. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos”.

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.

Nossos projetos de construção podem prejudicar nossa situação econômica tendo em vista diversos fatores. 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;
- talvez não consigamos vender nossa eletricidade adicional a preços atraentes; e
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nosso projeto.

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

Estamos sujeitos a Regulamentos Ambientais rigorosos no Brasil. Alterações de Regulamentos Ambientais, ou modificações na política de execução de Regulamentos Ambientais existente, poderiam nos prejudicar. Vide “Item 4. Companhia - Matérias Ambientais.”

Nossas operações são supervisionadas por órgãos governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas de controle de poluição. Esses órgãos poderiam tomar medidas em relação à inobservância, por nossa parte, de sua Regulamentos Ambientais. Essas medidas poderiam incluir a imposição de multas e revogação de licenças e concessões. Embora as alterações de leis e regulamentos se apliquem 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 despendar recursos adicionais em questões ambientais.

Lei brasileira ainda não testada nos tribunais poderá permitir pedidos de indenização contra nossos acionistas por danos causados ao meio ambiente

A lei brasileira estabelece que poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente. Embora o artigo 242 da Lei das Sociedades Anônimas estabeleça que, no caso de companhias de economia mista como a nossa, o acionista controlador responde, subsidiariamente, pelas obrigações da companhia que controla, não há garantia de que, no caso de pedidos de indenização por danos ambientais em conformidade com aludida lei ainda não testada nos tribunais, a responsabilidade ficaria limitada aos acionistas capazes de exercer controle sobre a companhia à época em que ocorreu o dano ambiental. Por conseguinte, se fôssemos incapazes de prestar indenização a pedidos apresentados contra nossa empresa por dano ambiental, o que poderia ocorrer caso nossa empresa fosse insolvente, nossos acionistas poderão responder por esses pedidos de indenização. Não temos ciência de qualquer oposição exitosa de pedidos de indenização contra acionistas nos termos de tal lei não testada e não podemos prever as circunstâncias em que tal fato poderia ocorrer.

Nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir nossas perdas

Nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir perdas nas quais poderíamos incorrer. De modo geral, mantemos seguro com cobertura ampla para cobertura de perdas e danos de nossas usinas causados por incêndio, responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como, falhas de equipamentos. Entretanto, nossas usinas e instalações não se encontram, de modo geral, cobertas por seguro contra catástrofes, tais como terremotos e inundações. Ademais, as conseqüentes perdas e danos sofridos por nossos consumidores decorrentes de uma interrupção no fornecimento de energia não estão, em geral, cobertos por nosso seguro e poderemos estar sujeitos a reivindicações significativas quanto a tais perdas e danos. A ocorrência de perdas ou demais responsabilidades que não estejam cobertas por seguro ou que excedam nossos limites de seguro poderiam acarretar significativos custos adicionais imprevistos.

Podemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis 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 empresas seria igual à média nacional. O déficit apresentado pela maioria das concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil foi contabilizado em cada Conta CRC da 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 o saldo de nossa Conta CRC ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual devida em pagamento parcelado acrescido de juros. Como garantia de sua dívida, o Governo Estadual cedeu à nossa empresa parcela dos recursos que a Constituição Federal Brasileira exige que o Governo Federal transfira ao Governo Estadual. Nossa nota promissória do Governo Estadual comportava saldo de aproximadamente R\$ 994 milhões em 31 de março de 2001. O contrato referente à essa cessão, denominado Contrato de Cessão da 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. Para maiores informações sobre a Conta CRC, vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” contido no Anexo A.

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. Da dívida de R\$ 994 milhões, R\$ 234 milhões referem-se a 22 prestações vencidas de juros e correção monetária devidas e não pagas pelo Governo Estadual. Vide Nota Explicativa 3(b) de nossas demonstrações financeiras no encerramento do exercício. Tendo em vista que essa dívida é garantida pelos pagamentos que o Governo Federal deverá efetuar ao Governo Estadual, a disputa entre o Governo Federal e o Governo Estadual resultando na suspensão de tais pagamentos pelo Governo Federal poderia prejudicar nossa capacidade de cobrar essa conta a receber. Vide “- Riscos Atinentes ao Brasil - Inadimplementos do Estado e do Município podem prejudicar o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADS”.

Além da cessão de recursos devidos pelo governo Federal, o Governo Estadual poderá efetuar os pagamentos mensais mediante compensação com os dividendos que tem direito de receber de nossa empresa. Ademais, a Lei de Responsabilidade Fiscal de 4 de maio de 2000 exige que administrações dos governos estaduais do Brasil fiquem em dia com suas dívidas até o final de cada gestão. Se o Governo Estadual cumprir a citada lei, ele deverá pagar à nossa empresa os valores em aberto até 31 de dezembro de 2002. Entretanto, se o Governo Estadual estiver atravessando dificuldades financeiras à época do pagamento exigido, não podemos dar garantias quanto ao valor ou época desse pagamento. Ademais, à luz do fato de que o Governo Estadual controla nossa empresa, não podemos lhe garantir que qualquer renegociação do Contrato de Cessão da CRC seria conduzida em bases estritamente comerciais.

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 período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, nossos dez maiores consumidores industriais responderam por aproximadamente 12% e 11%, respectivamente, de nossas receitas, e aproximadamente 25% e 20%, respectivamente, do volume total de eletricidade vendida por nossa empresa. Nossos consumidores industriais, no total, responderam no período encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, por aproximadamente 58% e 52%, respectivamente, do nosso volume total de vendas de energia elétrica e 37% de nossas receitas em cada período. 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, quando esses contratos de consumidores celebrados com nossa empresa expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil poderá permitir que os consumidores contratem outras concessionárias de energia elétrica fora de Minas Gerais. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Concorrência” contido no Anexo A. Além disso, uma baixa de produção do setor manufatureiro poderia reduzir as demandas de energia de alguns de nossos maiores consumidores industriais, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

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 efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha dado atendimento aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, de resto, aceitável ao Governo Federal. Com relação à implementação da Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão que detínhamos tendo por objeto usina geradora uma vez que não tínhamos dado início à sua construção dentro do prazo previsto no contrato de concessão.

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 de Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Concorrência” contido no Anexo A.

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 empresas estatais de energia da 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.

Pretendemos implementar uma série de iniciativas regulatórias entre 2001 e 2005. Durante esse período em que desregulamentação progressiva de preços no mercado de distribuição (consumidor final no varejo) brasileiro e distribuidores de eletricidade no varejo serão capazes de concorrer com nossa empresa em nossos mercados de distribuição existentes; fórmulas de retorno de 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.

Na presente data, não somos capazes de estimar o possível impacto que essas alterações cumulativas poderiam ter sobre nossa situação financeira, resultados operacionais futuros e perspectivas comerciais.

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

Planejamos dispendir aproximadamente R\$ 3 bilhões durante o quinquênio de 2001 a 2005 na construção de novas instalações de energia bem como no condicionamento 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.

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. O comprometimento de dívida adicional significativa poderia tornar mais difícil a amortização dessa dívida. Embora não tenhamos atualmente a intenção de emitir ações adicionais, qualquer emissão futura de ações adicionais poderia resultar em diluição para os então existentes acionistas.

Poderemos sofrer prejuízos e gastar tempo e dinheiro ao defender litígios e arbitragens pendentes

Atualmente, somos parte em diversos processos relativos a reivindicações civis, administrativas, ambientais, trabalhistas e fiscais 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 consolidadas intercalares não auditadas incluem re-servas no total de R\$ 265 milhões em 31 de março de 2001 para prejuízos e despesas prováveis e estimados, dentro do razoável, que poderemos incorrer relacionados a litígios pendentes. Caso nossa reserva for considerada insuficiente, o pagamento de reivindicações litigiosas poderia prejudicar nossa companhia. Ademais, o tempo e dedicação de nossa administração poderiam estar comprometidos em virtude da necessidade de defesa de tais reivindicações.

Disputas trabalhistas futuras poderiam ter um impacto negativo adverso sobre nossas operações em virtude de greves, interrupções de trabalho ou custos operacionais mais altos

Substancialmente todos os nossos empregados estão protegidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com 14 diferentes sindicatos relacionados à maioria de nossos empregados. Os salários foram reajustados de acordo com sessões coletivas de livre negociação realizadas anualmente, cujo respectivo contrato final permanecerá em vigor durante o próximo período de 12 meses que tem início em 1º de novembro. Em abril de 2001, concluímos um dissídio coletivo para o período de um ano com início em 1º de novembro de 2000, após extensa negociação com os sindicatos trabalhistas que representam nossos empregados.

Estamos defendendo atualmente uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a hora extra e salário adicional devido a empregados que exercem atividades perigosas. Em 31 de março de 2001, esses empregados buscavam, no total, aproximadamente R\$ 53 milhões em indenização, e, nessa data, possuíamos uma obrigação total de R\$ 42,5 milhões relacionados a tais reclamações. Somos também réus em uma reclamação instaurada pelo Sindieletrô, o sindicato trabalhista de nossos empregados, que afirma que deixamos de realizar aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios em contribuições aos fundos de pensão de nossos empregados. Em 31 de março de 2001, o autor nesse processo exigia R\$ 491 milhões. Não acumulamos qualquer prejuízo relativo a esta reclamação. 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 aqui nomeados 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 às Ações Preferenciais e ADSs

As Ações Preferenciais e ADSs não terão, 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. Vide “Item 12. Descrição de American Depositary Shares - Direitos de Voto.”

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 à remessa, pelo prazo de, aproximadamente, três meses, no final de 1989 e início de 1990. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de Ações Preferenciais, 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 nº 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. A Resolução nº 2.689 substituiu, em 30 de março de 2000, as normas anteriores sobre investimentos estrangeiros denominadas Regulamento do Anexo IV. Os investimentos estrangeiros sujeitos ao Regulamento do Anexo IV tiveram que se ajustar às novas normas até 30 de junho de 2000. As novas normas continuam permitindo a permuta de ADSs pelas Ações Preferenciais que lhe são subjacentes. 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 – CVM, órgão que regula o mercado de valores mobiliários no Brasil. 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, tais como Ações Preferenciais ou ADSs que envolvam riscos de mercado emergentes, inclusive, riscos atinentes ao Brasil, implica em grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países mais desenvolvidos, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos que envolvem riscos atinentes ao Brasil, tais como investimentos em ADSs, 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, única bolsa de valores no Brasil em que as ações são negociadas, teve capitalização de mercado de aproximadamente US\$ 205 bilhões em 31 de março de 2001 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$ 8,4 bilhões em 2000. Em termos comparativos, a NYSE teve capitalização de mercado de US\$ 10,6 trilhões em 31 de março de 2001 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$ 967 bilhões em 2000.

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 44% da capitalização de mercado total da Bolsa de Valores de São Paulo em 31 de março de 2001. As dez primeiras ações, em termos de volume de negociações, responderam por aproximadamente 55,4% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2000. Vide “Item 9. A Oferta e a Listagem - Negociação na Bolsa de Valores de São Paulo.”

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 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior. O Estatuto Social de nossa empresa prescreve que devemos pagar dividendos iguais a 10% do valor nominal de nossas ações, tendo os detentores de Ações Preferenciais prioridade no pagamento. 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 seja 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 York, ou em certas jurisdições fora do Brasil. Os direitos de V.Sa. de proteger seus interesses frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou demais acionistas 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 a 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 esteja 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.

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 nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, Decreto Estadual de Minas Gerais 3.710 de 20 de fevereiro de 1952. Nossa sede está estabelecida na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso número de telefone é 55-31-3299-3711.

Fomos originalmente constituídos como Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A., uma companhia estabelecida com a finalidade de coordenar o planejamento, projeto e construção de centrais elétricas em Minas Gerais. Pela altura da década de 1960, ampliáramos nossas atividades, incluindo responsabilidade pela transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais em resposta à exigência, por parte dos consumidores, de mais confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Da década de 1960 até início da década de 1980, adquirimos uma série de concessionárias de serviço público de energia estatais e privadas menores e suas respectivas concessões, incorporando ao nosso próprio sistema seus sistemas de geração, transmissão e distribuição. Por meio dessas aquisições, tornamo-nos a maior concessionária de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica de 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 março de 2001, gerávamos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.633 MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.084 milhas de redes de transmissão e 205.662 milhas de redes de transmissão e distribuição. Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 97% 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, sendo nossa denominação alterada para Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

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 da legislação estadual de Minas Gerais 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. Também prestamos serviços de consultoria e recentemente 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 estatais 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 estatal em setor privado. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Privatização” contido no Anexo A.

Regulamentação

A ANEEL é a principal autoridade regulatória para o setor elétrico brasileiro. Ela é responsável por (i) atuar em aplicações para concessões para geração, transmissão e distribuição de eletricidade, (ii) analisar pedidos para a fixação de tarifa, (iii) supervisionar e auditar as atividades das concessionárias de eletricidade, (iv) emitir regulamentos para o setor elétrico, e (v) planejar, coordenar e executar estudos de recursos hídricos. O Conselho Nacional de Política Energética foi criado em 1997 e é encarregado para aconselhar o Presidente do Brasil sobre a formulação da política nacional de energia. Para informações pormenorizadas sobre regulamentação do setor elétrico no Brasil, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Agências Regulatórias” contido 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. Cada contrato de concessão da 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. As tarifas também são analisadas a cada cinco anos de acordo com o fator de produtividade. A ANEEL editou também 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 dos sistemas interligados revistos anualmente tendo em vista a inflação. Para maiores informações sobre a estrutura de fixação de tarifa no Brasil, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Tarifas” no Anexo A.

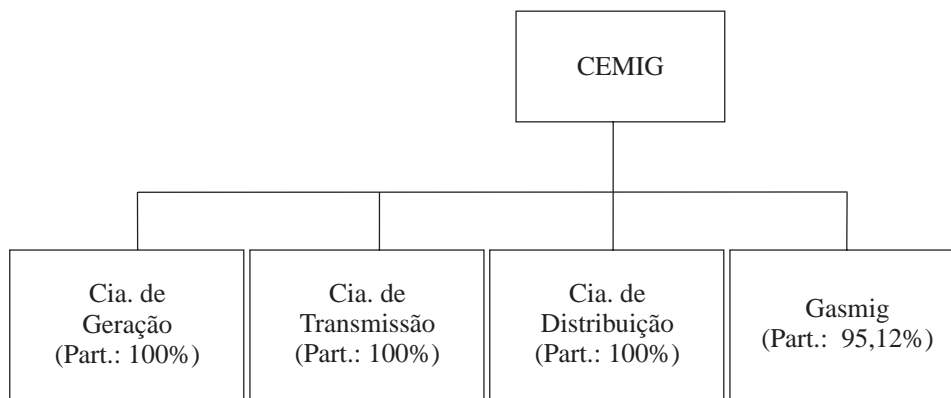
Concessões

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.

Estrutura Organizacional e Desverticalização

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG e operadas diretamente por ela. Contudo, de acordo com nossos principais contratos de concessão e em conformidade com certas alterações na estrutura regulatória do setor elétrico Brasileiro, pretendemos reestruturar nosso negócio até o final de 2001, 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 adoção de uma legislação estadual 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 adotada.

Esse processo de desverticalização resultará em uma nova estrutura organizacional na qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição, cada qual desenvolverá suas operações como companhia separada e subsidiária integral da CEMIG. Cada nova companhia a ser criada será constituída nos termos das leis do Brasil. Uma vez que cada subsidiária será uma subsidiária integral da CEMIG, o poder efetivo de voto de nossos acionistas relativo a essas novas subsidiárias permanecerá, 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. O quadro a seguir ilustra a estrutura de subsidiárias subseqüentemente à conclusão do processo de desverticalização proposto:



O quadro acima não reflete subsidiárias por nós constituídas com relação aos projetos de geração de Ipatinga e Sá Carvalho. Vide “Geração e Compra de Energia Elétrica - Subsidiárias de Geração.”

Visão Geral do Negócio

Introdução

Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, geramos 55% e 72%, respectivamente, da eletricidade que entregamos. Além da energia por nós produzida em nossas instalações de geração, 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. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Compras de Energia Elétrica - Sistemas Interligados.” Também compramos energia excedente gerada por auto-produtores de energia elétrica, ou APEs, e de produtores independentes de energia, ou PIEs, localizados dentro de nossa área de concessão. Como parte de nossa atividade de distribuição, entregamos a energia que compramos das fontes acima mencionadas a nossos consumidores finais e ao Sistema Interligado. Também entregamos 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:

	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
	Eletricidade gerada pela CEMIG	5.902	7.310	30.228	28.653
Eletricidade gerada por APEs	432	649	2.005	1.531	575
Eletricidade gerada por Ipatinga	72	47	301	-	-
Eletricidade gerada por Sá Carvalho	108	-	27	-	-
Eletricidade comprada de Itaipu	2.940	3.015	13.967	13.909	14.074
Eletricidade comprada do Sistema Interligado e outras concessionárias	1.640	168	2.851	2.039	4.257
Eletricidade entregue a consumidores finais	9.417	8.939	37.542	35.639	35.741
Eletricidade entregue a APEs	410	400	1.618	1.403	585
Eletricidade entregue a Ipatinga	72	47	301	-	-
Eletricidade entregue a Sá de Carvalho	108	-	27	-	-
Eletricidade entregue ao Sistema Interligado e outras concessionárias	172	1.397	5.767	5.413	6.815
Perdas (1)	915	406	4.124	3.677	3.378

(1) 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

Somos a quinta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de março de 2001, geramos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, dispoendo de capacidade instalada total de geração de 5.633 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.461 MW, as usinas termelétricas responderam por 171 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Sete de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 94% e 92% de nossa capacidade de geração elétrica instalada no final do período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, respectivamente. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais tanto no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. Geramos em nossas próprias usinas aproximadamente 55% de toda a energia vendida pela Companhia durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tendo comprado o saldo de terceiros.

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 março de 2001, nossa rede de transmissão de Minas Gerais consistia de 1.354 milhas de linhas de 500 kV, 1.173 milhas de linhas de 345 kV e 557 milhas de linhas de 230kV, bem como de 29 subestações com total de 85 transformadores e capacidade de transformação total de 13.917 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais para clientes que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade a níveis de voltagem abaixo de 69 kV. A área de nossa concessão cobre aproximadamente 219.022 milhas quadradas, ou 97% do estado. Em 3 de março de 2001, detínhamos e operávamos 205.662 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecemos energia elétrica a mais de 5 milhões de clientes. Fomos a segunda maior concessionária de distribuição no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais em 31 de março de 2001. Da eletricidade por nós fornecida a usuários finais em 31 de março de 2001, fornecemos 60% a clientes industriais, 20% a clientes residenciais, 10% a clientes comerciais e 10% a clientes rurais e outros.

Perda de Energia

Nossos resultados financeiros são afetados por perdas de energia técnicas e comerciais. As perdas técnicas respondem por 97% de nossas perdas totais de energia e são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação, assim como do transporte de energia elétrica através das linhas de transmissão e de distribuição que operamos. As perdas comerciais representam 3% de nossas perdas totais de energia e resultam da fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos dos medidores. Embora as perdas comerciais representem somente 0,3% da eletricidade que vendemos durante 2000, tomamos medidas preventivas para minimizar tais perdas.

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 participação de aproximadamente 49% 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.

C Fontes de Receita

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

Fonte de Receita	Receitas (1) (em milhões de R\$, exceto porcentagens)			
	Período de três meses findo em 31 de março de 2001	Porcentagem da receita total	Período de três meses findo em 31 de março de 2000	Porcentagem da receita total
Geração	261	26	234	27
Transmissão	42	4	34	4
Distribuição	687	68	596	67
Outros (2)	25	2	17	2
Total	1.015	100%	881	100%

(1) Líquido de pagamentos efetuados em relação a ICMS. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

(2) Reflete principalmente receita da Gasmig, bem como receitas não significativas provenientes de atividades de consultoria.

Geração e Compra de Energia Elétrica

Geração

Em 31 de março de 2001, detínhamos e operávamos 42 usinas elétricas, das quais 38 eram hidrelétricas, três termelétricas e uma usina eólica. Na mesma data, a capacidade instalada de nossas usinas hidrelétricas, de nossas usinas termelétricas e de nossa usina eólica era 5.461 MW, 171 MW e 1 MW, respectivamente, perfazendo capacidade instalada total de 5.633 MW.

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

<u>Instalação</u>	<u>Energia Garantida (1) (média MW)</u>	<u>Capacidade Instalada (MW)</u>	<u>Ano de Início de Operações</u>	<u>Capacidade Instalada % do Total</u>	<u>Data de Expiração da Concessão</u>
Principais Usinas Hidrelétricas					
São Simão	1.207,00	1.710	1978	31,0	Janeiro de 2015
Emborcação	559,00	1.192	1982	22,0	Julho de 2005
Nova Ponte	301,00	510	1994	9,0	Julho de 2005
Miranda	180,00	408	1998	7,0	Dezembro de 2016
Jaguara	329,00	424	1971	8,0	Agosto de 2013
Três Marias	243,00	396	1962	7,0	Julho de 2015
Volta Grande	250,00	380	1974	7,0	Fevereiro de 2017
Igarapava	20,00 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	1999	0,5	Dezembro de 2028
Itutinga	27,00	52	1955	0,9	Julho de 2015
Camargos	17,00	46	1960	0,9	Julho de 2015
Salto Grande	71,00	102	1956	2,0	Julho de 2015
Piau	8,00	18	1955 ⁽³⁾	0,3	Julho de 2015
Gafanhoto	6,00	14	1946	0,2	Julho de 2015
Sá Carvalho	58,00	78	2000 ⁽³⁾	1,4	Dezembro de 2024
Usinas Hidrelétricas de Menor Porte	51,00	101	-	2,0	-
Usinas Termelétricas	93,00	171	-	3,0	-
Usina Eólica	0,30	1	1994	0,02	-
Total	3.420,30	5.633	-	100,0%	-

(1) Energia garantida significa o volume de energia que cada usina hidrelétrica é obrigada a vender por ano de acordo com contratos de compra e venda de energia de longo prazo atualmente em vigor.

(2) Representa nossa participação de 14,5% na usina de Igarapava, com capacidade instalada de 210,0 MW.

(3) Indica a data na qual efetuamos a aquisição.

Subsidiárias de Geração

Constituímos duas subsidiárias, cada uma delas uma subsidiária integral de nossa Companhia, para operarmos duas de nossas instalações de geração e deter as respectivas concessões.

Usina Termelétrica de 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 Usiminas localizada no leste de Minas Gerais. 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.

Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho. Constituímos nossa subsidiária Sá Carvalho para operar e deter a concessão relativa à usina hidrelétrica Sá Carvalho, que adquirimos da ACESITA, uma siderúrgica, por R\$ 67 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.

Expansão de Capacidade de Geração

Nosso plano de investimento de capital apresentado à A-NEEL atualmente prevê o aumento da capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.560 MW durante os próximos sete 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. Segue-se breve descrição de cada um desses projetos planejados, cuja conclusão está sujeita a várias contingências, estando certas delas fora de nosso controle:

Usina Hidrelétrica Porto Estrela. Celebramos contrato com a Companhia de Tecidos Norte de Minas, uma empresa têxtil, e Companhia Vale do Rio Doce, ou CVRD, uma empresa de mineração, para construção da usina hidrelétrica Porto Estrela no Rio Santo Antônio, região leste de Minas Gerais. A construção teve início em julho de 1999, estando a conclusão programada para setembro de 2001. Estima-se que o projeto custará R\$ 105 milhões, tendo cada parceiro participação igual nos custos. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 33,2 milhões no projeto. Quando de sua conclusão, a usina elétrica disporá de capacidade de geração instalada de 112 MW.

Usina Hidrelétrica de Queimado. Nossa parceira neste projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, empresa estatal 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\$ 133 milhões, teve início em 10 de agosto de 2000. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 24,5 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.

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 principie em dezembro de 2002. Detemos uma participação de 49% nesse projeto e a nossa sócia, CVRD, detém uma participação de 51%. O custo total da usina é R\$ 193 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 17,3 milhões no projeto.

Usina Hidrelétrica de Aimorés. A usina hidrelétrica de Aimorés, a ser construída no Rio Doce, terá capacidade instalada de aproximadamente 330 MW e custará R\$ 325 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 novembro de 2003. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 9,4 milhões no projeto.

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. Espera-se que a construção tenha início em abril de 2002 em cooperação com sócios e/ou investidores e a geração comercial em junho de 2005. Espera-se que o investimento total seja de R\$ 500 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 13,8 milhões no projeto.

Usina Hidrelétrica 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\$ 25 milhões. Esperamos constituir um consórcio com a IMPSA Energy Ltda. para levar a cabo este projeto. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 7,4 milhões no projeto. Segundo nossas previsões, as fases de projeto e construção terão início no segundo semestre de 2001 em cooperação com parceiros e/ou investidores, sendo o projeto concluído no segundo semestre de 2003. Esta usina elétrica foi descomissionada em 1990, época em que apresentava capacidade instalada de 6,7 MW.

Usinas Hidrelétricas Capim Branco I e II. Em parceria com a CVRD, Comercial Agrícola Paineiras, uma empresa agrícola, a Camargo Corrêa Cimento, fabricante de cimento, e a Companhia Mineira de Metais, uma metalúrgica, obtivemos em leilão o direito de desenvolver o Complexo Energético Capim Branco, que consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidades instaladas de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Essas usinas elétricas serão construídas no Rio Araguari, região oeste de Minas Gerais, e custarão cerca de R\$ 550 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 11,1 milhões em estudos de viabilidade relacionados a esses projetos. Esperamos ser reembolsados por esta despesa por nossas parceiras. A construção de Capim Branco I terá início em setembro de 2001 e espera-se que sua geração comercial comece em novembro de 2004. A construção de Capim Branco II terá início em junho de 2004, estando o início de sua geração comercial programado para agosto de 2007.

Usina Termelétrica Barreiro. Em parceria com a Vallourec & Mannesmann, uma metalúrgica, esperamos dar início, em julho de 2001, à construção de uma usina termelétrica de 12,9 MW, utilizando gás de alto-forno e alcatrão como combustível. A usina de Barreiro ficará localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann, na seção de Barreiro da cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais. Somos responsáveis pela obtenção, construção, operação e manutenção da usina e proveremos 100% dos recursos necessários, os quais, segundo se espera, montarão a aproximadamente R\$ 22 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R\$ 0,2 milhão no projeto. A Vallourec & Mannesmann fornecerá as instalações, o combustível e assinará contrato de compra e venda de energia com o fim de nos assegurar retorno garantido do investimento. O início da geração está programado para dezembro de 2002.

Projetos em Exame

Estamos avaliando a possibilidade de participar da construção e operação do Sulminas, um projeto de geração termelétrica no sul de Minas Gerais. O Sulminas terá capacidade instalada de aproximadamente 500 MW e utilizará gás natural da Bolívia como combustível. O Sulminas integra o Programa Prioritário de Termelétricidade Brasileiro, 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 2003. Estima-se que o projeto Sulminas custará R\$ 540 milhões. Espera-se que a construção tenha início em setembro de 2001, estando o início da geração programado para setembro de 2003. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital.”

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 clientes e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. O cliente cooperaria na provisão de recursos ao projeto de co-geração por meio de contratos de compra e venda da eletricidade gerada nessas instalações. 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 período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, compramos 2.940 GWh e 13.967 GWh de eletricidade, respectivamente, de Itaipu, representando aproximadamente 31% e 37%, respectivamente, da eletricidade por nós vendida a consumidores finais. Ademais, durante os mesmos períodos, compramos 1.640 GWh e 2.851 GWh de eletricidade, respectivamente, do Sistema Interligado e outras concessionárias.

Itaipu. 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. Certas concessionárias do Sul, Sudeste e Centro-oeste, inclusive a Companhia, são obrigadas 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 empresas 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 empresas elétricas. 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 de fornecimento inicial bilaterais. Esses contratos de fornecimento inicial são negociados a tarifas e volumes predeterminados aprovados pela ANEEL. A ANEEL estabeleceu os volumes e voltagens a serem fornecidos nos termos de contratos de fornecimento inicial em 2000 e 2001. De 2003 a 2005, a eletricidade a ser objeto de contratos de fornecimento inicial aprovados pela ANEEL será reduzida a cada ano em 25% da eletricidade compromissada para 2002, dessa forma introduzindo gradualmente a concorrência no setor. Subseqüentemente a 2005, as empresas de geração e as empresas de distribuição ficarão livres para negociar novos contratos de compra e venda a preços de mercado não regulamentados para substituir os volumes não contratados. De acordo com alterações da regulamentação brasileira de eletricidade, a negociação desses contratos, bem como a venda de eletricidade no mercado à vista acabará por ser efetuada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE. As partes negociarão livremente preços de contratos de longo prazo, ao passo que os preços do mercado à vista serão definidos pelo mercado. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Concorrência” contido 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 abaixadoras 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, a rede de transmissão de energia elétrica 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 e em contrapartida pelo uso de nosso trecho da Rede Básica, o ONS nos paga quantias anuais fixas que são determinadas pela ANEEL. As tarifas por nós recebidas derivam de pagamentos efetuados ao ONS pelas empresas de distribuição e pelos consumidores que compram energia elétrica fornecida por meio de ligações diretas à Rede Básica. Durante o período dos primeiros três meses de 2001, e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, recebemos pagamentos de R\$ 34 milhões e de R\$ 139 milhões, respectivamente, do ONS. 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 ONS. Durante os primeiros três meses de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, efetuamos pagamentos que totalizam R\$ 57 milhões e R\$ 243 milhões, respectivamente, 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 março de 2001, possuíamos, também, 114 clientes industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (pelo menos 69 kV por cliente industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses clientes industriais responderam por aproximadamente 47% do volume total de eletricidade por nós vendida em cada um dos três meses encerrado em 31 de março de 2001, assim como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000.. 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:

<u>Capacidade da Rede de Transmissão</u>	<u>Extensão da Rede de Transmissão em Milhas</u>				
	<u>Em 31 de março de</u>		<u>Em 31 de dezembro de</u>		
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
500 kV	1.354	1.354	1.354	1.354	1.354
345 kV	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173
230 kV	557	557	557	557	557
Total	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084

	<u>Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações</u>				
	<u>Em 31 de março de</u>		<u>Em 31 de dezembro de</u>		
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Número de subestações abaixadoras	29	29	29	29	29
MVA	13.917	13.892	13.917	13.892	13.892

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.

No início de 2000, concorremos à concessão 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 ANEEL outorgou-nos essa concessão em junho de 2000. A construção teve início em outubro de 2000, estando sua conclusão programada para fevereiro de 2002. A subestação terá dois transformadores de 300 MVA, cada qual com capacidade abaixadora de 500 - 138 kV, e será ligada à Rede Básica por meio de duas redes de transmissão de 500 kV. Esperamos investir até R\$ 75 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. A capacidade de transformação abaixadora diz respeito à capacidade do transformador de receber eletricidade a certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição. Esperamos que Itajubá 3 aumente consideravelmente a eficiência e confiabilidade de nosso sistema de transmissão e sua capacidade de atender novos clientes.

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 a partir do sistema de transmissão a subestações de distribuição e a seguir 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 clientes industriais aos valores mais elevados da escala de voltagem e a clientes residenciais e comerciais aos valores mais baixos da escala.

De 1º de janeiro de 1997 a 31 de março de 2001, investimos aproximadamente R\$ 1.318 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

Em 31 de março de 2001, fornecíamos eletricidade a uma área geográfica que compreende 97% de Minas Gerais, atendendo mais de 5 milhões de clientes, ou seja, aproximadamente 99,4% e 77,6% das populações urbanas e rurais de Minas Gerais, respectivamente. No período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, efetuamos a ligação de 44.254 e 224.201 clientes novos, respectivamente, à nossa rede de distribuição, inclusive clientes ligados como parte de nossos programas de eletrificação rural e urbana. Em 31 de março de 2001, nossa rede de distribuição consistia de 488.503 transformadores de distribuição e 293 subestações de distribuição medindo a rede de distribuição, no todo, aproximadamente 205.662 milhas, em comparação com 197.908 milhas em 31 de março de 2000. Em 31 de março de 2001, éramos a segunda maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendido a usuários finais.

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

<u>Capacidade da rede de distribuição</u>	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de sistema de transmissão a subestações de distribuição)				
	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
161 kV	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
138 kV	6.456,0	6.319,2	6.456,0	6.319,2	6.007,0
69 kV	2.611,7	2.714,4	2.611,7	2.714,4	2.762,2
34.5 kV + Outras	866,9	880,6	886,9	880,6	907,1
Total	9.964,9	9.944,5	9.964,9	9.944,5	9.706,6

<u>Tipo de redes de distribuição</u>	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de subestações de distribuição a consumidores finais)				
	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Redes de distribuição urbanas aéreas	33.208,6	32.767,9	32.984,9	31.521,2	31.237,0
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	192,4	189,5	190,8	189,5	186,9
Redes de distribuição rurais aéreas	162.296,0	155.005,7	160.969,5	153.935,9	146.672,6
Total	195.697,0	187.963,1	194.145,2	185.646,6	178.096,5

	Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações				
	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Número de subestações	293	291	293	291	289
MVA	7.893,0	7.880,7	7.983,0	7.880,7	7.699,6

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 clientes, aumentos da utilização de eletricidade entre nossos clientes 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 745.000 novos clientes urbanos e 185.000 clientes rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média voltagem, 1.056 milhas de redes de transmissão e 30 subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.860 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R\$ 1,3 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 2003. Isto requererá recursos da ordem de R\$ 454 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 3.084 milhas de linhas de transmissão e 205.662 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 desde o nível de empresa de geração até os níveis de sociedade de transmissão e distribuição. Conseqüentemente, 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 empresas 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, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, operamos nossos sistemas de transmissão e distribuição a certos níveis específicos de voltagem a fim de minimizar perdas.

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 2000. A fim de minimizar as perdas comerciais, tomamos medidas preventivas, regularmente, incluindo:

- inspeção de medidores e conexões dos clientes;
- 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 da base de dados do cliente; 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 o consumidor final. Esperamos que esse programa seja implementado até 2003.

Cientes e Comercialização

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 período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, vendemos 9.616 GWh de energia, representando receita de R\$ 1.194 milhão, e 37.570 GWh de energia, representando receita de R\$ 4.478 milhões, respectivamente. Essas cifras não incluem vendas ao Sistema Interligado e outras concessionárias.

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, comparado ao período de três meses encerrado em 31 de março de 2000, o volume de energia elétrica vendido por nós a clientes residenciais, comerciais, rurais e outros no mesmo período cresceram em 9,8%, 1,3%, 7,3%, 17,4% e 3,3%, respectivamente. No período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2000, em comparação com o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 1999, o volume de energia elétrica vendido por nós a clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros cresceu em 6,9%, 1,7%, 7,5%, 2,6% e 2,8%, respectivamente.

A tabela a seguir fornece informações relativas ao número de clientes que tínhamos em 31 de março de 2001, bem como ao consumo por categoria de cliente no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998:

Categoria de Cliente	Consumo em GWh				
	Número de clientes em 31 de março de	Período de três meses findo em 31 de março de	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
			2001	2000	1999
Industrial	64.355	5.728	22.247	20.805	21.466
Residencial	4.284.283	1.922	7.576	7.448	7.285
Comercial	479.483	972	3.584	3.334	3.147
Rural	305.416	371	1.676	1.633	1.504
Outros	52.003	623	2.487	2.419	2.338
Total	5.185.540	9.616	37.570	35.639	35.740

Em 2000, tivemos acréscimo de 224.201 clientes, representando crescimento de 4,6% em comparação com 1999, e durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tivemos acréscimo de 44.254 clientes, representando um crescimento de 4,3% em comparação ao mesmo período em 2000, em cada caso, 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, 114 de nossos clientes industriais era fornecida por ligações diretas a nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 47% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, e aproximadamente 25% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores clientes industriais responderam por praticamente 24% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes são de propriedade do Governo Estadual ou Federal.

Em 31 de março de 2001, celebramos contratos de compra e venda de eletricidade padrão com 1.888 de nossos clientes industriais, dos quais 526 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 março de 2001:

Clientes Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como
		porcentagem do volume de vendas de energia industrial total
Indústria automotiva	127	2,22
Indústria de cimento	275	4,80
Indústria mineradora	542	9,46
Indústria de ferroligas	1.033	18,03
Indústria de metais não-ferrosos	750	13,09
Siderurgia	1,215	21,21
Outros	1.786	31,19
Total de clientes industriais	5.728	100,00%

A tabela a seguir fornece informações adicionais relativas a nossos dez maiores clientes no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001:

<u>Dez Maiores Clientes:</u>	<u>Indústria</u>
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
Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A.	Siderurgia
Rima Eletrometalurgia S.A.	Ferroligas
Ligas de Alumínio S.A. – LIASA	Ferroligas

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de eletricidade variam segundo a categoria de cliente. Nossos clientes 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 clientes 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, 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 março de 2001, eram-nos devidos aproximadamente R\$ 172 milhões em faturas vencidas, originadas de cerca de 1,8 milhão de contas. Esse valor representou 27,79% de nossas vendas de março de 2001. Deste valor, R\$ 83 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias. 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 na época de festas. 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 de 1997 até o primeiro trimestre de 2001, em GWh, são apresentadas abaixo:

<u>Ano</u>	<u>Primeiro Trimestre</u>	<u>Segundo Trimestre</u>	<u>Terceiro Trimestre</u>	<u>Quarto Trimestre</u>
1998	8.786	8.996	9.202	8.750
1999	8.321	9.050	9.232	9.036
2000	8.939	9.380	9.586	9.637
2001	9.417	-	-	-

Concorrência e Maiores Clientes

Em consequência 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 empresas de distribuição e transmissão permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de taxa (cuja metodologia disciplinadora deverá ainda ser definida pelo Governo Federal) e possibilita a certos clientes de eletricidade de grande porte firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Em consequência, 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 empresa de distribuição e transmissão, negociando, ao mesmo tempo, contrato de fornecimento com empresa de geração;
- negociação de contrato com empresa de distribuição; e
- auto-produção.

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 autogeração de eletricidade. Acreditamos ser muito cedo para se determinar o possível efeito desse aumento em potencial de concorrência sobre nossos resultados das operações. 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 clientes industriais de grande porte. Durante mais de 40 anos, tivemos um departamento exclusivamente dedicado à prestação de serviços a clientes desse tipo. De acordo com nossa política de marketing, designamos gerentes a clientes específicos, o que nos permite prestar serviços de atendimento ao cliente sob medida. Por exemplo, desenvolvemos um site na Internet que os clientes 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 consumidores finais.

Também desenvolvemos importantes relações com vários clientes 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 Clientes.”

Concessões

Ademais, a legislação brasileira exige que cada concessão atualmente por nós detida seja objeto de processo de processo licitatório por ocasião de sua expiração. Em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser renovadas sem necessidade de processo de licitação realizado pelo Governo Federal por prazos adicionais de 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. Com relação à implementação da Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão por nós detida anteriormente para uma instalação de geração cuja construção não fora ainda iniciada. Em conformidade com a legislação aplicável, solicitamos, tendo-nos sido recentemente concedida, a prorrogação de certas concessões vencidas. No futuro, pretendemos requerer, dentro do prazo legal de seis meses anteriormente à data de expiração, a prorrogação de qualquer concessão que estiver prestes a expirar. Vide “Item 3. Informações Chave - Fatores de Risco - Riscos Atinentes à CEMIG - Não temos certeza quanto à renovação de nossas concessões.” É possível também que vários de nossos clientes industriais de grande porte 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 clientes industriais de grande porte poderia prejudicar nossos resultados das operações.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos em campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas. Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, despendermos R\$ 2,1 milhões e R\$ 4,6 milhões, respectivamente, em pesquisa e desenvolvimento, sem contar as compras de tecnologia como hardware e software de computador. Esperamos despender um total de aproximadamente R\$ 18 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2001. Realizamos esses esforços de acordo com a Lei Federal nº 9.991 que exige que as empresas elétricas brasileiras despendam pelo menos 0,5% de seu lucro líquido em projetos de pesquisa e desenvolvimento

Dedicamos 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 um 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:

- emprego de tecnologias de baixo custo relativas à geração de eletricidade, tais como motores Elsbeth e Stirling, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos, gaseificação de carvão e biogás extraído de biomassa vegetal e animal; e
- criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia.

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

- programa de pesquisa que utiliza o primeiro sistema de rastreamento e localização de tempestades do Brasil, importante causa de interrupções de energia elétrica;
- 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 estruturas hidráulicas e ambientais e 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.”

Matérias-primas

Nossa principal despesa com matérias-primas constitui a compra de óleo combustível. Detemos e operamos três usinas termelétricas que consomem óleo combustível. O consumo de óleo combustível para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000 representou despesa de R\$ 16 milhões e R\$ 55 milhões, respectivamente. Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, foram-nos reembolsados R\$ 16 milhões e R\$ 54 milhões, respectivamente, referentes a nossos custos com combustível pela Conta CCC, criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas. 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 60 clientes industriais. A Gasmig também fornece gás natural a onze postos de gás natural automotivo e esperamos que passe a fornecer gás natural a usinas de geração de eletricidade até o final de 2001. Durante o período de três meses encerrado em 31 de março 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 clientes de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas.

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Gasmig apresentou receita total de R\$ 24,9 milhões e R\$ 79,2 milhões, respectivamente, e lucro líquido depois de impostos de R\$ 2,8 milhões e R\$ 3,9 milhões, respectivamente.

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 foi criada com a finalidade de fornecer uma rede de cabos de fibras ópticas e coaxiais instalada ao longo de nossas redes de transmissão e distribuição de eletricidade por meio da qual podem ser prestados serviços de telecomunicações, Internet e de televisão a cabo. Locamos à Infovias essas redes de transmissão e distribuição de acordo com um contrato de locação de 15 anos por nós celebrado em 31 de março de 2000. 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. Desde então, 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 Way 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, a Way Brasil deverá pagar à Infovias uma porcentagem de suas receitas em troca do serviço. A Infovias atualmente presta serviços a cerca de 5.000 de clientes de acordo com o mencionado contrato.

A Infovias também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa. Utilizamos esse serviço para comunicações internas e também para certas comunicações com nossos clientes. Ademais, a Infovias planeja passar a prestar serviços de telefonia de longa distância em 2002.

Durante os primeiros três meses de 2001, a Infovias apresentou a receita de R\$ 0,3 milhão.

Detemos aproximadamente 49% da Infovias e a AES Força e Empreendimentos Ltda. detém um pouco mais do que 50%. O clube de investimentos de nossos empregados e outros acionistas detêm a participação remanescente na Infovias.

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 empresas governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, e El Salvador e para o governo do Panamá.

Matérias Ambientais

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas à legislação federal e estadual de cobertura ampla referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere poderes aos Governos Federal e Estadual para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e a editar regulamentação ao amparo dessas leis. Os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa do que as promulgadas a nível federal e a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições a atividades que, de resto, poderia exercer. Os órgãos estaduais responsáveis pela expedição de licenças ambientais em Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente - FEAM e o Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Jurídicas e Normativas - Regulamentos Ambientais" contido no Anexo A.

Acreditamos que estamos dando cumprimento nos aspectos relevantes a todas as leis e regulamentos ambientais pertinentes. Em 1999 e durante o período de os primeiros nove três meses de 2000 encerrado em 31 de março de 2001 e no ano encerrado em 31 de dezembro de 2000, investimos aproximadamente R\$ 10 milhões e R\$ 11 milhões, respectivamente, no cumprimento da legislação ambiental.

Licenças

A legislação brasileira aplicável exige que licenças ambientais sejam obtidas no que respeita à construção, instalação, expansão e operação de qualquer empresa que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição do meio ambiente.

Novos projetos de geração, transmissão e distribuição ou atividades de expansão exigem o atendimento de uma série de procedimentos ambientais. Estudos de impacto ambiental deverão ser preparados por peritos independentes que façam recomendações quanto ao modo de minimizar o impacto desses projetos sobre o meio ambiente. Os estudos de impacto ambiental deverão posteriormente ser submetidos às autoridades federais ou estaduais para exame, como parte do processo de requerimento de uma série de licenças ambientais. O processo total de licenças inclui o requerimento ao Governo Estadual (caso a instalação deva ser construída somente em um estado) ou ao Governo Federal (caso a instalação deva ser construída em mais de um estado) de:

- licença prévia, que indique a viabilidade ambiental do projeto;
- alvará de construção, necessário ao início da construção; e
- licença de funcionamento, necessária ao início da operação da nova usina, linha de transmissão ou subestação.

Para projetos de menor monta compostos de linhas de transmissão abaixo de 230 kV, subestações abaixo de 230 kV e área inferior a 2 hectares, a legislação estadual somente exige as duas últimas licenças.

Ademais, somos obrigados por lei a alocar 0,5% de custo total de qualquer investimento em novas usinas hidroelétricas com mais de 10 MW para a criação de áreas de preservação ambiental.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

Nos termos da Resolução nº 6/87 do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, os estudos de impacto ambiental deverão ser desenvolvidos e o respectivo relatório deverá ser elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986, ao passo que não são necessários estudos para projetos concluídos antes dessa data. Entretanto, os projetos concluídos antes de 1º de fevereiro de 1986 deverão obter licença de operação ambiental corretiva, que poderá ser obtida mediante apresentação de formulário contendo certas informações referentes à instalação em questão. Após o recebimento do formulário, a autoridade ambiental competente poderá determinar que sejam desenvolvidos estudos pela operadora do projeto relacionados ao pedido de licença corretiva.

A Lei Federal nº 9.605 que entrou em vigor em 2 de fevereiro de 1998 estabeleceu multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 2000, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.949, que estabeleceu a possibilidade de celebração de termos de compromisso entre operadoras de projeto e os órgãos normativos ambientais competentes para o fim de dar cumprimento à Lei Federal nº 9.605. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - 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 em 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.

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 vizinhos, em 1997 o Governo Estadual promulgou a Lei Estadual nº 12.488, que impôs medidas para assegurar que os peixes de piracema que passam pelas barragens sejam redirecionados a uma escada por meio da qual eles poderão passar de maneira segura. Em 31 de março 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, à época em que devam ser substituídos, por equipamentos alternativos que não necessitem de PCBs. Demos início a programa de substituição de equipamentos que vai além das exigências da aludida legislação. Até o final de 2000, tínhamos substituído 64% dos equipamentos que necessitavam de PCBs e estimamos que até o final de 2002 teremos substituído o restante.

Atualmente, os PCBs encontram-se presentes em menos de 0,5% dos equipamentos localizados em nossas instalações de geração elétrica. Contratamos a incineração da maioria desse material que teve início no ano 2000. Estimamos que a maioria dos PCBs remanescente em nossas instalações de geração de energia elétrica será eliminada até 2002. Esperamos dispendir um total de R\$ 5,5 milhões na eliminação de PCBs

Aquisição de Terreno

Embora recebamos concessões do Governo Federal para construir projetos hidrelétricos, não recebemos a propriedade do terreno em que esses projetos encontram-se localizados como parte dessas concessões. Geralmente negociamos com os proprietários do terreno para obter o terreno necessitado. Entretanto, na hipótese de não conseguirmos obter o terreno necessitado por meio dos canais normais, o terreno exigido para implementação de nossos projetos pode ser desapropriado para uso de nossa empresa por força da legislação federal específica. Nos casos de desapropriação, negociamos com comunidades e proprietários de modo a reassentar essas comunidades em outras áreas e indenizar os proprietários. Nossa política de reassentamento tem acarretado a composição de ações de desapropriação.

Tecnologias Operacionais

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

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema, 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 3.125 milhas de redes 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 350 subestações de distribuição, 186.411 milhas de redes de distribuição de média voltagem, 10.563 milhas de redes de transmissão e 5,1 milhões de clientes em nossa área de concessão.

Os CORDs utilizam várias tecnologias operacionais, tais como:

- CONCOD, programa de computador que gerencia as necessidades dos clientes, 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 clientes 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 cliente 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 1.400 milhas, um sistema de telefonia com 135 centrais telefônicas, 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

A tecnologia de comunicação através de redes de eletricidade, 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 clientes individuais. Essas informações podem ser usadas numa variedade de aplicações comerciais, tais como:

- Criação de atendimento customizado para 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.

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 clientes 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 clientes. 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, o último sistema de gerenciamento da SAP, empresa alemã de softwares 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 destinada a dar suporte a esse sistema, aumentou nossa eficiência ao possibilitar-nos reformular, automatizar ou eliminar procedimentos de trabalho anteriormente existentes.

Qualidade Total

Em 1991, instituímos em toda a companhia um programa de controle de qualidade denominado “Qualidade Total.” Em 1999, adotamos o Projeto de Organização para Padronização Internacional, por meio do qual certificamos que partes diferentes de nossas operações e administração apresentam qualidade superior de acordo com padrões internacionais chamados ISO 9000 e ISO 14000. Várias áreas de nosso negócio, tais como certos escritórios de atendimento ao consumidor, centrais de chamada, laboratórios, oficinas e equipes de engenharia receberam o certificado ISO 9000. A usina hidrelétrica de Nova Ponte recebeu o certificado ISO 14000 em relação às suas operações, represa e reserva natural circundante. Nossa meta é certificar a totalidade de nossos processos operacionais e de gerenciamento.

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 março de 2001, foram registrados 470 CCQs envolvendo 3.400 empregados, ou 29% de toda nossa força de trabalho. Os CCQs realizam reuniões semanais para tratar de problemas operacionais e técnicos, assim como suas soluções.

Ativo Imobilizado

Nossos principais bens consistem das usinas de geração de eletricidade e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido de nosso ativo imobilizado total foi de R\$ 10.313 milhões em 31 de março de 2001 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 46% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 51% e outros ativos imobilizados diversos representaram 3%. A vida útil estimada de nossas usinas hidrelétricas é aproximadamente 50 anos e de nossas usinas termelétricas é aproximadamente 25 anos. 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 Termo de Registro. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com os GAAP norte-americanos e apresentadas em reais.

Introdução

Somos uma empresa elétrica de economia mista e totalmente integrada dedicada sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. Em 31 de março de 2001, éramos a quinta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e somos a segunda maior empresa de geração de energia elétrica do Brasil, segundo medição em GWh de eletricidade vendida a consumidores finais. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia-Clientes e Faturamento.” Em 31 de março de 2001, geramos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.633 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.461 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.

Detemos participação nas seguintes companhias:

- 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 PPE 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.
- Infovias (participação de 49,42%). Infovias fornece rede para a prestação de serviços de transmissão de telecomunicações de banda larga e serviços correlatos.

Nos períodos cobertos pela presente análise operacional, as empresas mencionadas acima não contribuíram de forma relevante para os nossos resultados das operações.

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 fundamentais e desregulamentação. 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, resultará em uma nova estrutura organizacional na qual cada um de nossos negócios de geração, transmissão e distribuição desenvolverá suas operações como empresa separada, para fins administrativos, legais, regulatórios e fiscais. Cada uma dessas empresas separadas será uma subsidiária integral da CEMIG e será consolidada com a CEMIG para fins de reporte financeiro. Submetemos nosso plano de reestruturação à ANEEL. Segundo nossas estimativas, a desverticalização será concluída até o final de 2001, sujeito à adoção da legislação específica pelo poder legislativo de Minas Gerais e aprovação do acionista. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Cemig” e Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização.”

Reporte Financeiro e Considerações Fiscais

Segundo prevemos, a desverticalização não acarretará diferenças relevantes na apresentação de nossas demonstrações financeiras pela CEMIG em conformidade com os GAAP norte-americanos ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição serão consolidados com os da Companhia. Tampouco prevemos a alteração de nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, como consequência da desverticalização. Segundo nossas previsões, nossos resultados das operações não serão prejudicados em consequência da incidência de impostos brasileiros sobre receitas, descritos na análise operacional abaixo na categoria “outros impostos.” Atualmente incidem impostos sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de 3,65%. 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 distribuição.

Tarifas

No passado, nossos resultados das 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 clientes “cativos” (aqueles que não dispõem de meios alternativos de fornecimento de eletricidade, incluindo clientes 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, no período de quatro anos a partir de 2003, 25% da eletricidade vendida ao ano no mercado atacadista serão em grande parte não regulamentados, deixando de ser controlados pelo regime de fixação de tarifas da ANEEL. Em terceiro lugar, podemos atualmente celebrar contratos de fornecimento de eletricidade a tarifas livremente negociadas com nossos clientes, principalmente grandes empreendimentos industriais 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.

Análise de Vendas de Eletricidade e Custo de Eletricidade Comprada

Cobramos dos clientes “cativos” seu consumo efetivo de eletricidade em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos clientes 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 representam 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 usuário final durante qualquer período em particular.

	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2001	2000	2000	1999	1998
Vendas de Eletricidade:					
Tarifa média a consumidores finais (R\$ /MWh)					
Tarifa Industrial	74,44	68,36	74,82	66,56	57,80
Tarifa Residencial	233,71	202,94	215,19	179,95	157,35
Tarifa Comercial	183,97	164,70	176,93	155,77	136,21
Tarifa Rural	123,15	114,95	113,73	99,81	87,98
Serviços públicos e outros	123,47	111,03	120,01	105,56	92,25
Total de vendas a consumidores finais (GWh)					
Consumidores Industriais	5.728	5.216	22.247	20.805	21.466
Consumidores Residenciais	1.922	1.898	7.576	7.448	7.285
Consumidores Comerciais	972	906	3.584	3.334	3.147
Consumidores Rurais	371	316	1.676	1.633	1.504
Serviços públicos e outros consumidores	609	587	2.425	2.358	2.266
Tarifa média	122,40	111,22	117,59	102,77	88,51
Receita total (milhões de R\$)	1.194	989	4.478	3.678	3.159
Vendas a distribuidores e outros:					
Volume (GWh)	153	1.520	4.937	3.708	4.184
Tarifa média (R\$ /MWh)	54,54	32,26	29,43	17,08	31,50
Receita total (milhões de R\$)	8	49	145	63	132
Compras de Eletricidade de Itaipu:					
Volume (GWh)	3.439	3.430	13.967	13.909	14.074
Custo médio (R\$ /MWh)	62,22	49,85	50,90	51,53	31,97
Custo total (milhões de R\$)	214	171	711	717	450

Impacto da Conta CRC

Nossa liquidez, bem como o item “outras receitas” constantes em nossas demonstrações do resultado, são afetados por pagamentos efetuados em relação à Conta CRC, as contas que temos a receber do Governo Estadual. O saldo da conta CRC em 31 de março de 2001 era de R\$ 994 milhões, incluindo R\$ 234 que rendem juros à taxa de 6% ao ano, sujeitos a correção monetária. Estamos em negociação com o Governo Estadual quanto aos prazos de pagamento do saldo dessas dívidas. Vide Nota Explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras intercalares e Notas Explicativas 2(k) e 3 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício e o “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Cemig.”

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 consequência, 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. Vide a Nota Explicativa 13 de nossas demonstrações financeiras intercalares e as Notas Explicativas 2(d) e 20 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício. 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 8 e 14 de nossas demonstrações financeiras intercalares e Notas 12 e 23 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

Período de Três Meses Encerrado em 31 de março de 2001 (“Período Intercalar 2001”) em Comparação com o Período de Três Meses Encerrado em 31 de março de 2000 (“Período Intercalar 2000”).

Receita Operacional

A receita operacional, líquida de imposto de valor agregado (ICMS), aumentou 15,2% passando de R\$ 881 milhões no Período Intercalar 2000, para R\$ 1.015 milhão, no Período Intercalar 2001, em razão do aumento de 20,7% nas vendas a consumidores finais parcialmente compensado por uma diminuição de 83,7% nas vendas de eletricidade ao Sistema Interligado.

O aumento de 20,7% das vendas a consumidores finais, passando de R\$ 989 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 1.194 milhões, no Período Intercalar 2001, deveu-se a uma combinação de tarifas médias mais elevadas e volumes de eletricidade maiores vendidos no Período Intercalar 2001 em comparação ao Período Intercalar 2000. A tarifa média aumentou 10,1%, passando de R\$ 111,22 por kWh, no Período Intercalar 2000, a R\$ 122,40 por kWh, no Período Intercalar 2001, em consequência de aumento de tarifas de 12,2%, vigente a partir de 15 de maio de 2000. O volume de vendas de eletricidade a consumidores finais aumentou 7,4%, em razão, principalmente, do aumento de uso nos mercados industriais e comerciais, refletindo em parte o acréscimo de 214.000 novos clientes entre 31 de março de 2000 e 31 de março de 2001.

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado diminuíram 83,7%, passando de R\$ 49 milhões, no Período Intercalar 2000, a R\$ 8 milhões no Período Intercalar 2001, em razão do menor volume de energia disponível e a consequente redução de 89,93% no volume de eletricidade vendida no Período Intercalar de 2001, parcialmente compensado por um aumento de 68,7% na tarifa média, passando de R\$ 32,3 no Período Intercalar de 2000 para R\$ 54,5 no Período Intercalar de 2001. O aumento da tarifa média reflete dois fatores: vendas de volumes maiores ao Sistema Interligado a tarifas do mercado à vista, consideravelmente mais altas que as tarifas normais, refletindo vendas a outras concessionárias com a finalidade de atender suas exigências de curto prazo enquanto pendente de conclusão nova capacidade de usina; e o aumento verificado no Período Intercalar 2001 de tarifas médias programadas, que são as mesmas para vendas ao Sistema Interligado e para vendas a consumidores finais, que são resumidas acima.

As receitas provenientes do uso da Rede Básica por outras concessionárias aumentaram 15,6%, passando de R\$ 32 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 37 milhões, no Período Intercalar 2001, substancialmente em razão do aumento de 13,2% da tarifa que passou a vigorar em junho de 2000. Esse aumento ocorreu em virtude de uma resolução da ANEEL de julho de 1999 que prevê que, concessionárias de transmissão, como nós, deveriam começar a receber pagamentos do ONS proveniente de taxas pagas por outras concessionárias para seu uso da Rede Básica. De maneira similar, o uso da Rede Básica, sob o item custos e despesas operacionais, diz respeito ao pagamento efetuado por nós de encargos referentes a nosso uso da Rede Básica valendo-se da infra-estrutura de transmissão de propriedade de outras concessionárias. Vide Item 4. Informações sobre a Companhia – Transmissão”.

Outras receitas

Outras receitas operacionais aumentaram 22,2%, passando de R\$ 27 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 33 milhões, no Período Intercalar 2001, em razão de aumento de R\$ 8 milhões em receitas da Gasmig, parcialmente compensado pela redução em R\$ 2 milhões nas receitas de serviços relativos a nossa atividade de distribuição, incluindo inspeção, ligação, leitura de medidor e outros serviços. Vide Nota Explicativa 11 de nossas demonstrações financeiras intercalares e “O Setor Elétrico Brasileiro” contido no Anexo A.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 20,6%, passando de R\$ 814 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 982 milhões, no Período Intercalar 2001, em consequência, principalmente, de aumentos em eletricidade comprada para revenda, custos com pessoal e pensão. Vide as Notas Explicativas 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas a 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 23,4%, perfazendo R232 milhões, no Período Intercalar 2001, contra R\$ 188 milhões no Período Intercalar 2000, em consequência, principalmente, de um aumento de 8,0% nas tarifas denominadas em dólares dos Estados Unidos para compras de Itaipu e a desvalorização de 10,6% do real contra o dólar dos Estados Unidos durante o Período Intercalar 2001. Vide a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Depreciação e amortização aumentaram 8,2%, passando de R\$ 146 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 158 milhões, no Período Intercalar 2001, em consequência, principalmente, do início de operação de novas linhas e redes de distribuição e transmissão. Vide a Nota Explicativa 7 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A despesa com pessoal aumentou 48,1%, passando a R\$ 160 milhões, no Período Intercalar 2001, em comparação com R\$ 108 milhões, no Período Intercalar 2000, em consequência, principalmente, a aumentos de salário de 5,4% e 6,2%, implementados em julho de 2000 e novembro de 2000, respectivamente, e a provisão de R\$ 30 milhões relacionado ao programa de demissão voluntária, registrado em março de 2001. Vide Nota Explicativa 9 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Os encargos regulatórios aumentaram 6,7%, passando de R\$ 105 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 112 milhões, no Período Intercalar 2001, refletindo aumentos, em menor grau, de componentes importantes deste item: encargos CCC, Reserva Global de Reversão, ou RGR, encargos e compensação para uso da terra. A CCC é uma cota de uso de combustível cobrada de companhias elétricas destinada a financiar reembolsos efetuados a operadoras de usinas de geração termelétricas, pelo uso, por essas usinas, e correspondente custo, de combustíveis fósseis, e nós efetuamos o nosso quinhão proporcional. Ademais, como operadora de uma usina termelétrica, recebemos reembolso de nossos custos com combustível usado na usina. Vide “-Outras receitas,” acima. O aumento dos encargos da CCC deveu-se ao aumento de quotas A RGR administrada pela Eletrobrás e cujos recursos são providos por tributos incidentes sobre empresas elétricas - 2,5% dos ativos em serviço até um limite de 3% da receita operacional total – tem por finalidade reembolsar às companhias elétricas seus investimentos quando da expiração de suas concessões. Vide a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares e “O Setor Elétrico Brasileiro Matérias Legais e Regulatórias – Encargos Regulatórios” contido no Anexo A.

Os encargos pelo uso da Rede Básica aumentaram 17,9%, perfazendo R\$ 66 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R\$ 56 milhões no Período Intercalar 2000, em razão, principalmente do aumento da tarifa em 14,68% em junho de 2000. Para nós, esses encargos relacionam-se, em sua maioria, ao custo com transporte da eletricidade comprada de Itaipu.

Os custos com pensão aumentaram 27,1%, perfazendo R\$ 75 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R\$ 59 milhões no Período Intercalar 2000 em razão do aumento do custo de juros sobre a obrigação do benefício estimada no período.

Outras despesas aumentaram 20,9%, passando de R\$ 43 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 52 milhões, no Período Intercalar 2001, principalmente em consequência do reconhecimento de R\$ 123 milhões (comparado a R\$ 11 milhões no Período Intercalar 2000 relacionados à alienação do ativo fixo. Ademais, registramos uma provisão para litígio civil no valor de R\$ 13 milhões, parcialmente compensado por uma reversão de provisões para reivindicações trabalhistas no valor de R\$ 12 milhões no Período Intercalar 2001. Vide Notas Explicativas 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 11,9%, perfazendo R\$ 47 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R\$ 42 milhões, no Período Intercalar 2000, em razão da subcontratação de serviços adicionais junto a fornecedores externos e aumentos significativos de índice de preço referentes a contratos de prestação de serviços existentes durante o Período Intercalar 2001. Os serviços significativos prestados por terceiros incluem cobrança de contas por bancos comerciais e manutenção e reparo de sistema.

Outros impostos aumentaram 15,4%, passando de R\$ 39 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 45 milhões, no Período Intercalar 2001, em consequência, principalmente, do aumento de nossa receita operacional no Período Intercalar 2001. Outros impostos consistem da COFINS, cobrado à alíquota de 3%, e a contribuição social para o PIS-PASEP, cobrada à alíquota de 0,65%.

Lucro operacional

Em consequência dos fatos expostos acima, o lucro operacional diminuiu 50,7%, passando de R\$ 67 milhões, no Período Intercalar 2000, para R\$ 33 milhões no Período Intercalar 2001.

Receita Financeira (despesas)

Receita financeira (despesas) consistem de (i) receita financeira que inclui receita de investimento, encargos moratórios cobrados de clientes, reversões de multas e juros regulatórios, receita de juros sobre a Conta CRC, ganhos com variação monetária e ganhos cambiais e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida, juros e multas sobre impostos, perdas com a variação no índice de preço, perda cambial e outras despesas. A receita financeira (despesa) apresentaram despesas de R\$ 92 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com a receita de R\$ 44 milhões, no Período Intercalar 2000, em razão, principalmente, da perda cambial de R\$ 140 milhões da depreciação de 10,6% do real contra o dólar dos Estados Unidos durante o Período Intercalar de 2001. Em comparação, houve uma apreciação de 2,3% do real contra o dólar dos Estados Unidos no Período Intercalar de 2000. Vide Notas Explicativas 8 e 13 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Impostos de Renda

Os impostos de renda constituíram um crédito de R\$ 47 milhões sobre a perda antes do imposto de R\$ 59 milhões no Período Intercalar 2001 em comparação com uma despesa de R\$ 35 milhões sobre o lucro antes do imposto de R\$ 111 milhões no Período Intercalar de 2000. Vide Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Lucro líquido

Em consequência dos fatos expostos acima, apresentamos um prejuízo líquido de R\$ 12 milhões no Período Intercalar 2001 em comparação ao lucro líquido de R\$ 76 milhões no Período Intercalar 2000.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro lucro (prejuízo) consolidado constituiu lucro de R\$ 9 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com o lucro de R\$ 2 milhões no Período Intercalar 2000. Esse aumento é consequência de lucros não realizados sobre valores mobiliários disponíveis para venda reconhecidos no patrimônio líquido.

Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado

Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado apresentou um prejuízo de R\$ 3 milhões no Período Intercalar de 2001, em comparação com o lucro de R\$ 78 milhões no Período Intercalar 2000.

Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 2000 em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 1999.

Receita Operacional

A receita operacional, líquida de ICMS, aumentou 26,4%, perfazendo R\$ 3.930 milhões em 2000, em comparação com R\$ 3.109 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento de 21,8% em vendas a consumidores finais e aumentos de menor monta em vendas Sistema Interligado e taxas para uso da Rede Básica.

O aumento de 21,8% em vendas 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%, perfazendo R\$ 117,59 por KWh em 2000, em comparação com R\$ 102,77 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 224.000 novos clientes em todos os segmentos durante o ano de 2000.

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado aumentaram 130,2%, perfazendo R\$ 145 milhões em 2000, em comparação com R\$ 63 milhões em 1999, em razão de um aumento de 72,3% na tarifa média, para R\$ 29,43 em 2000, comparado a R\$ 17,08 em 1999, e de um aumento de 33,1% no volume de energia elétrica vendida. O aumento da tarifa média reflete dois fatores: volumes mais altos de vendas ao Sistema Interligado 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 o aumento realizado em 2000 das tarifas médias programadas, que são as mesmas para vendas no Sistema Interligado para vendas a usuários finais, que estão resumidas acima.

As receitas de uso da Rede Básica 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 maneira similar, o uso da Rede Básica, sob o item custos e despesas operacionais, diz respeito ao pagamento efetuado por nós de encargos referentes a nosso uso da Rede Básica valendo-se da infra-estrutura de transmissão de propriedade de outras concessionárias. Vide “Item 4. Informações Sobre a Companhia - Transmissão”.

Outras Receitas

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 relacionados à nossa atividade de distribuição, incluindo inspeção, ligação, lei-tura de medidor e outros serviços. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro” contido no Anexo A.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 18,3%, passando de R\$ 2.950 milhões em 1999, para R\$ 3.490 milhões em 2000, em consequência, principalmente, dos aumentos dos encargos regulatórios, encargos para uso da Rede Básica e de eletricidade comprada para revenda. Vide as Notas Explicativas 19 de nossas demonstrações do encerramento do exercício.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas a 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 a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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 no serviço de redes e linhas de distribuição e transmissão adicional. Vide Nota Explicativa 8 de nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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 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 nos encargos RGR, passando de R\$ 82 milhões em 1999, para R\$ 104 milhões em 2000. O aumento nos encargos da CCC decorre do aumento de quotas atribuíveis a custos de combustível fóssil durante 2000 e uso da capacidade aumentado da termoeletrica em 2000.

Os encargos para uso da Rede Básica aumentaram 60,9%, perfazendo R\$ 243 milhões em 2000, em comparação com R\$ 151 milhões em 1999. Como demonstrado acima em “- Lucros Operacionais”, 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.

Os custos de pensão 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 15 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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\$ 120 milhões em 1999. Essa diminuição foi parcialmente compensada em despesas com publicidade e seguro. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos” e Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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.

Outros impostos aumentaram 27,0%, passando de R\$ 137 milhões em 1999, para R\$ 174 milhões em 2000, em razão, principalmente, do aumento em nosso lucro operacional em 2000. O item outros impostos consiste do imposto sobre a receita do COFINS, cobrado à taxa de 3% (que aumentou de 2% em 1999), e o imposto da contribuição social PIS-PASEP sobre a receita, cobrada à taxa de 0,65%.

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, reversão de multas e juros regulatórios, receita de juros sobre a conta CRC, lucros de variação monetária e lucros cambial e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida, juros e multas sobre impostos, perdas de variação monetária líquido de lucros, 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 índice do IGP-M, que mede as variações da inflação e é utilizado para reajustar a maior parte de nossa dívida denominada em real, aumentou 9,8% em 2000 comparado a 20,0% em 1999. Vide Nota Explicativa 20 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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 a juros pagos sobre o capital ajudou a reduzir a provisão dos impostos de renda em 2000. Vide “Item 8 – Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos” e Nota Explicativa 4 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

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 FAS-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) líquido após outra receita consolidada

O lucro líquido após outra receita consolidada representou R\$ 385 milhões em 2000 em comparação com uma perda de R\$ 190 milhões em 1999.

Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 1999 em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 1998

Receita Operacional

A receita operacional, líquida de ICMS, aumentou 16,2%, perfazendo R\$ 3.109 milhões em 1999, em comparação com R\$ 2.675 milhões em 1998, em razão do aumento de 16,4% em vendas a consumidores finais, parcialmente compensado pela diminuição de 52,3% em vendas ao Sistema Interligado.

O aumento de 16,4% em vendas a consumidores finais, perfazendo R\$ 3.678 milhões em 1999 contra R\$ 3.159 milhões em 1998, deveu-se a aumento de 16,1% na tarifa média em 1999, perfazendo R\$ 102,77, em comparação com R\$ 88,51 em 1998. As tarifas aumentaram 3,9% em junho de 1999, 16,3% em abril de 1999 e 4,5% em abril de 1998, tendo apenas o último aumento impacto sobre 1998. O efeito positivo dos aumentos de tarifas foi parcialmente compensado pela diminuição de 0,3% no volume de compra de eletricidade, devido principalmente à diminuição de 3,1% no consumo de clientes industriais em consequência da ampla fragilidade econômica existente no Brasil em 1999 em função da desvalorização do real no início desse ano. Apesar da economia frágil, em 1999 acrescentamos 237.000 novos clientes à nossa rede. Vide a Nota Explicativa 18 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado diminuíram 52,3%, perfazendo R\$ 63 milhões em 1999, em comparação com R\$ 132 milhões em 1998, em razão de marcante diminuição das vendas a FURNAS, que totalizaram 899 GWh em 1999, em comparação com 3.213 GWh em 1998, em consequência das reduções determinadas pela ANEEL do uso do sistema por participantes atacadistas, diminuição parcialmente compensada pelo aumento das tarifas médias em 1999, em comparação com 1998, conforme descrito no parágrafo anterior.

As receitas de uso da Rede Básica por parte de outras concessionárias aumentaram de forma marcante, passando de R\$ 2 milhões em 1998, para R\$ 71 milhões em 1999, em consequência da instituição, pela ANEEL, em julho de 1999, da política de cobrança de taxas de uso da Rede Básica e de outro lado, dos pagamentos a concessionárias de transmissão.

Outras receitas operacionais aumentaram 52,5%, passando de R\$ 61 milhões em 1998, para R\$ 93 milhões em 1999, em consequência de aumento de R\$ 21 milhões nas receitas da Gasmig, representando crescimento período a período de 65,1%, e aumento de R\$ 6 milhões nas receitas provenientes de serviços prestados a consumidores referentes a inspeção, ligação, leitura de medidor e outros serviços relacionados a nosso negócio de distribuição.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 18,3%, perfazendo R\$ 2.950 milhões em 1999, em comparação com R\$ 2.494 milhões em 1998, em razão, principalmente, de aumentos de custos de eletricidade comprada para revenda, outras despesas, depreciação e amortização e encargo de uso da Rede Básica, parcialmente compensados por diminuição significativa do custo com pensão.

A eletricidade comprada para revenda aumentou 51,1%, perfazendo R\$ 727 milhões em 1999, em comparação com R\$ 481 milhões em 1998. Substancialmente a totalidade do aumento reflete o aumento de nossos custos com compra de eletricidade de Itaipu, denominados em dólares dos Estados Unidos, e a desvalorização de 48,0% do real frente ao dólar em 1999. As compras de volume foram relativamente constantes em 1999 em comparação com 1998 e, em 1999, conseguimos reduzir o custo de compras à vista de eletricidade, mais caro que o das compras contratadas, em R\$ 21 milhões.

Depreciação e amortização aumentaram 25,9%, passando de R\$ 441 milhões em 1998, para R\$ 555 milhões em 1999, em consequência de aumento das taxas de depreciação programadas determinadas pela ANEEL e o início de operação de ativos fixos adicionais, inclusive da usina elétrica de Miranda de R\$ 1.268 milhão, que entrou em funcionamento em setembro de 1998.

A despesa com empregados diminuiu 4,2%, passando de R\$ 408 milhões em 1998, para R\$ 391 milhões em 1999, em razão de redução de 2,9% do número médio de funcionários, que passou de 12.165 em 1998 para 11.810 em 1999, parcialmente compensada por aumentos totais de salários de 2% em maio e novembro de 1998 em conformidade com dissídios coletivos.

Os encargos regulatórios aumentaram 25,2%, passando de R\$ 206 milhões em 1998, para R\$ 258 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento de vendas de eletricidade termelétrica verificado no sistema brasileiro em 1999, tendo como consequência o aumento de 39,6% dos encargos da CCC sobre a Companhia em 1999, totalizando R\$ 134 milhões, em comparação com R\$ 96 milhões em 1998. Ademais, os pagamentos de RGR aumentaram 18,8%, passando de R\$ 69 milhões em 1998 para R\$ 82 milhões em 1999, em razão do aumento de ativos em operação, principalmente a usina de Miranda que entrou em funcionamento em setembro de 1998. Vide a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício e o “Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias contido no Anexo A.

Outras despesas aumentaram 118,0%, passando de R\$ 133 milhões em 1998 para R\$ 290 milhões em 1999, em consequência, principalmente, de provisões de R\$ 86 milhões (em comparação com crédito líquido de R\$ 1 milhão em 1998) que utilizamos em relação a certas contingências (descritas no “Item 8. Informações Financeiras - Processos” e Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício) e de um aumento da reserva para contas duvidosas. São as seguintes as provisões de 1999: R\$ 36 milhões (em comparação com R\$ 2 milhões em 1998) referentes a reclamações de clientes industriais segundo as quais excedemos limites regulatórios de aumentos de tarifa em 1986; R\$ 31 milhões (R\$ 8 milhões em 1998) referentes a reclamações trabalhistas pleiteando remuneração por horas extras e adicional de periculosidade; R\$ 15 milhões referentes à nossa reivindicação de inconstitucionalidade do FINSOCIAL (sem provisão em 1998); e R\$ 4 milhão referentes a várias reclamações civis (R\$ 11 milhões em 1998). Aumentamos a reserva para contas duvidosas em R\$ 34 milhões (em comparação com R\$ 3 milhões em 1998) em razão, principalmente, de uma alteração de critérios acerca de provisão para pagamentos vencidos. Ademais, reconhecemos R\$ 75 milhões (em comparação com R\$ 20 milhões em 1998) em razão da alienação do ativo fixo.

Os encargos de uso da Rede Básica aumentaram 112,7%, passando de R\$ 71 milhões em 1998 para R\$ 151 milhões em 1999, em consequência da modificação, por parte da ANEEL, em julho de 1999, das condições de uso. Anteriormente a essa data, os encargos devidos relacionavam-se principalmente ao transporte da eletricidade que somos obrigados a comprar de Itaipu.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 21,4%, passando de R\$ 126 milhões em 1998 para R\$ 153 milhões em 1999, em consequência, em grande parte, de aumentos de preços contratados sujeitos a correção monetária, inclusive serviço de cobrança de faturas, serviços temporários e manutenção e reparo de instalações, perfazendo R\$ 9 milhões, R\$ 7 milhões e R\$ 5 milhões, respectivamente.

Outros impostos aumentaram 55,7%, perfazendo R\$ 137 milhões em 1999, em comparação com R\$ 88 milhões em 1998, em consequência do aumento de 2% para 3% da alíquota da COFINS em fevereiro de 1999 e, em menor grau, do aumento de 16,9% da receita operacional em 1999.

Os custos com pensão diminuíram 59,4%, passando de R\$ 475 milhões em 1998 para R\$ 193 milhões em 1999, em consequência, principalmente, do impacto verificado em 1998 de um encargo de R\$ 203 milhões em função da interrupção de nosso plano de pensão, que passou a ser plano de contribuição definido. Vide a Nota Explicativa 15 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

Lucro operacional

Em consequência dos fatos expostos acima, o lucro operacional diminuiu 12,2%, perfazendo R\$ 159 milhões em 1999, em comparação com R\$ 181 milhões em 1998.

Receita (despesa) Financeira

A despesa financeira aumentou para R\$ 295 milhões em 1999, em comparação com R\$ 40 milhões em 1998, em consequência, principalmente, de aumento de R\$ 355 milhões em perdas cambiais e com variação monetária decorrentes da desvalorização de 48% do real frente ao dólar em 1999 e do aumento de 20,1% do IGP-M em 1999, em comparação com 1,8% em 1998. Ademais, os juros sobre dívida aumentaram 103,4%, perfazendo R\$ 120 milhões em 1999, em comparação com R\$ 59 milhões, devido, em grande parte, ao fato de nosso custo com juros sobre o endividamento denominado em dólares, em termos reais, ser à época mais caro em razão da desvalorização da moeda brasileira. Estes fatores superaram em muito um aumento de R\$ 61 milhões da receita de juros e variação monetária atribuível à Conta CRC em consequência do aumento da UFIR em 1999.

Impostos de Renda

O crédito de imposto de renda foi R\$ 114 milhões em 1999, em comparação com R\$ 148 milhões em 1998, em consequência do prejuízo antes de impostos de R\$ 136 milhões verificado em 1999, em comparação com lucro antes de impostos de R\$ 141 milhões em 1998. As distribuições dedutíveis de juros sobre o capital próprio foram de R\$ 69 milhões em 1999, em comparação com R\$ 129 milhões em 1998. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

Lucro líquido

Em consequência dos fatos expostos acima, apresentamos prejuízo líquido de R\$ 22 milhões em 1999, em comparação com lucro líquido de R\$ 289 milhões em 1998.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro lucro (prejuízo) consolidado montou a R\$ 168 milhões em 1999, em comparação com receita de R\$ 1 milhão em 1998, em consequência do aumento de nossas obrigações de benefício projetadas nos termos do FAS 87 com relação ao plano de pensão e em consequência do impacto sobre essas obrigações da variação de 20% do IGP-DI.

Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado

Em consequência dos fatos expostos acima, o prejuízo líquido foi de R\$ 190 milhões em 1999, em comparação com lucro líquido de R\$ 290 milhões em 1998.

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.

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de março de 2001 totalizaram R\$ 516 milhões, em comparação com R\$ 303 milhões em 31 de dezembro de 2000. O caixa líquido gerado por atividades operacionais no Período Intercalar 2001 totalizou R\$ 263 milhões. Em 31 de março de 2001, nem o nosso caixa, nem nosso equivalentes a caixa foram mantidos em outra moeda que não o real.

O caixa líquido provisionado por atividades financeiras no Período Intercalar 2001 totalizou R\$ 45 milhões em consequência de recursos de R\$ 89 milhões de empréstimos de longo prazo denominados em reais parcialmente compensados pela amortização de R\$ 43 milhões em financiamento de longo prazo denominado em dólares e pagamento de R\$ 1 milhão em dividendos e juros sobre o capital.

O caixa líquido empregado em atividades de investimento no Período Intercalar 2001 totalizou R\$ 95 milhões, em consequência, principalmente, da compra de ativos imobilizados no valor de R\$ 85 milhões, destinados, sobretudo, à construção de novas instalações de geração e à expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2000 totalizaram R\$ 303 milhões, em comparação com R\$ 86 milhões em 31 de dezembro de 1999. O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2000 foi de R\$ 831 milhões. Os recursos de caixa consistiram principalmente da receita líquida de R\$ 366 milhões para 2000. Em 31 de dezembro de 2000, nem nosso caixa, nem nosso equivalente de caixa foram mantidos em outra moeda que não reais.

O caixa líquido destinado a atividades financeiras em 2000 totalizou R\$ 158 milhões, em consequência da amortização de R\$ 282 milhões de empréstimos denominados em real e pagamento de R\$ 196 milhões de dividendos e juros sobre capital parcialmente compensados por recursos de empréstimos de longo prazo denominados em reais de R\$ 271 milhões e R\$ 49 milhões do resultado de empréstimos de longo prazo denominados em reais.

O caixa líquido utilizado em atividades de investimento em 2000 totalizou R\$ 456 milhões, consistindo, principalmente, em consequência da compra de ativos imobilizados no valor de R\$ 445 milhões, destinados, sobretudo, à construção de novas instalações de geração e a expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

Nosso endividamento em 31 de março de 2001 totalizou R\$ 1.866 milhão, sendo composta de R\$ 1.206 milhão em dívida de longo prazo, R\$ 568 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo e R\$ 92 milhões em empréstimos bancários a curto prazo. Em contrapartida, o endividamento em 31 de dezembro de 2000 de R\$ 1.672 milhão compunha-se de R\$ 1.088 milhão em dívida de longo prazo, R\$ 502 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 março de 2001, R\$ 1.269 milhão era denominado em moeda estrangeira (sendo R\$ 1.193 milhão denominado em dólares dos Estados Unidos) e R\$ 505 milhões eram denominados em moeda brasileira. Vide a Nota Explicativa 8 de nossas demonstrações financeiras intercalares e a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

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 refinarçar 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 – Como uma empresa de economia mista, nós atualmente enfrentamos limitações sobre nossa capacidade de obter financiamento”.

Os dispêndios de capital para aquisição de imobilizado totalizaram R\$ 85, R\$ 445 milhões, R\$ 427 milhões e R\$ 481 milhões para Período Intercalar 2001 e nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, respectivamente. A tabela a seguir apresenta nossos dispêndios de capital históricos para os períodos indicados em milhões de reais:

	Período de três meses encerrado em 31 de março de	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
		2001	2000	1999
Projetos de energia	23	146	31	105
Expansão da rede de transmissão	4	10	4	72
Expansão da rede de distribuição	53	260	382	257
Outros	5	29	10	47
Total	85	445	427	481

Atualmente planejamos efetuar dispêndios de capital totalizando aproximadamente R\$ 630 milhões em 2001. Espera-se que as principais destinações desses dispêndios sejam a expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Esperamos prover recursos a nossos dispêndios de capital para aquisição de imobilizado propostos e atender nossas demais exigências de liquidez durante os próximos 12 meses por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. 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.

Item 6 - Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

Somos administrados por nosso Conselho de Administração, que consiste de 11 conselheiros, e por nossa Diretoria, que consiste de seis diretores executivos. Em razão de sua participação acionária majoritária, 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, 5% das Ações Ordinárias em circulação podem cumular votos para um ou mais de um nomeado como membro de Conselho de Administração.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração em geral se reúne uma vez a cada dois meses. 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 assembleias 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 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 respectivos suplentes são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
Djalma Bastos de Moraes (1)	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Geraldo de Oliveira Faria	Conselheiro	14 de abril de 2000
Alexandre de Paula Dupeyrat Martins	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Cláudio José Dias Sales (2)	Conselheiro	17 de julho de 1997
Oderval Esteves Duarte Filho (2)	Conselheiro	14 de abril 2000
Nelcy Pereira Pena	Conselheiro	2 de junho de 2000
Sérgio Lustosa Botelho Martins (2)	Conselheiro	14 de abril de 2000
David Travesso Neto (2)	Conselheiro	30 de abril de 2001
Ataíde Vilela	Conselheiro	4 de dezembro de 2000
Marcello Lignani Siqueira	Suplente	14 de abril de 2000
Luiz Cláudio de Almeida Magalhães	Suplente	14 de abril de 2000
Cláudio Gontijo	Suplente	14 de abril de 2000
José Luiz Ladeira Bueno	Suplente	30 de abril de 2001
Octacílio Machado Júnior	Suplente	14 de abril de 2000
Marc Leal Claassen (2)	Suplente	14 de abril de 2000
Geraldo Dannemann (2)	Suplente	14 de abril de 2000
Guy Maria Villela Paschoal	Suplente	30 de abril de 2001
João Bosco Braga Garcia (2)	Suplente	14 de abril de 2000
Marcelo Pedreira de Oliveira (2)	Suplente	14 de abril de 2000
Cristiano Corrêa de Barros	Suplente	30 de abril de 2001

(1) Presidente do Conselho de Administração.

(2) Eleitos pela Southern.

Seguem-se breves informações biográficas sobre cada membro do Conselho de Administração:

Djalma Bastos de Moraes - 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, Sr. Moraes atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Sr. Moraes 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.

Geraldo de Oliveira Faria - Sr. Faria é técnico em contabilidade. Trabalhou no Banco do Brasil S.A. e atuou como secretário do ex-vice-presidente do Brasil. Sr. Faria também atuou como diretor de recursos humanos do Banco do Brasil S.A.; consultor especial do ex-Presidente do Brasil, Sr. Itamar Franco; e consultor especial do presidente da Companhia de Saneamento Básico de Minas Gerais - Copasa.

Alexandre de Paula Dupeyrat Martins - Sr. Martins é bacharel e doutor em direito pela Universidade de Estrasburgo. Foi juiz trabalhista, bem como assistente jurídico do Senado brasileiro. Sr. Martins atuou como consultor jurídico do Senado e Consultor Geral da União e do Senado. Sr. Martins também trabalhou como Ministro da Justiça, Advogado Geral da União e Secretário do Tesouro de Minas Gerais.

Antônio Adriano Silva - 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.

Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas - Sr. Mascarenhas é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia econômica e de produção. Atualmente, é gerente de planejamento e desenvolvimento para gás da Gasmig. De 1994 a 1997, Sr. Mascarenhas foi membro da comissão de energia da Associação de Engenheiros de Minas Gerais e participou de associações ligadas à CEMIG, tais como Associação Interdepartamental da Cemig e do programa de seguro médico Pró-saúde. No Instituto de Desenvolvimento Industrial de Minas Gerais -INDI, ele atuou, entre outras coisas, como superintendente e assistente do Diretor-Presidente e como conselheiro.

Cláudio José Dias Sales - Sr. Sales é formado em engenharia mecânica e industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Também é formado em marketing gerencial pelo Instituto de Gerência e Negócios da mesma universidade. Sr. Sales estudou o desenvolvimento e organização de sistemas postais na Alemanha. Foi membro da Organização dos Jovens Presidentes, tendo trabalhado para várias empresas de públicas, inclusive o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social-BNDES, onde era encarregado da análise e controle de projetos de investimento e financiamento. De 1972 a 1975, Sr. Sales trabalhou na Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos-ECT. Em 1975, tornou-se sócio da Sistemas, Planejamento e Análise S.A. - SPA. De 1980 a 1988, atuou como diretor superintendente de "Daily Post" e "Brazil Herald," dois jornais diários escritos no idioma inglês, e como sócio-diretor da Termoconsult S.C. Ltda.

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

Nelcy Pereira Pena - Sr. Pena formou-se na Faculdade de Direito do Oeste de Minas Gerais em 1975. Também recebeu certificado de especialização da Fundação Dom Cabral. Atuou como advogado interno da Construtora Apia Ltda. e Cimetal Siderurgia S.A. Atualmente é procurador do estado de Minas Gerais.

Sérgio Lustosa Botelho Martins - Sr. Martins formou-se em economia na Universidade Federal de Minas Gerais em 1962. Atuou como: economista e executivo financeiro da Magnesita S.A., empresa siderúrgica; diretor do Grupo Financeiro Múltiplo do Rio de Janeiro; sócio-gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda., uma construtora; diretor da Tecnicorp, sociedade corretora que subseqüentemente se tornou o Banco Tecnicorp; subsecretário de Comércio e Indústria do Estado de Rio de Janeiro; sócio-gerente da Mineração Mira Serra Ltda., empresa de mineração; e diretor comercial da Datamec S.A., empresa de sistemas e processamento de dados do Rio de Janeiro. Desde 1995, Sr. Martins é sócio da Plus Santé, empresa de assistência médica.

David Travesso Neto - Sr. Travesso Neto é formado em engenharia de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo-Brasil, em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas, sendo mestre em administração de empresas pelo IMD/Universidade de Genebra, Suíça. É atualmente Diretor-Presidente de Comercialização da Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A. e membro do conselho da Light Serviços de Eletricidade S.A., Eletronet S.A., Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e Infovias. O Sr. Travesso Neto iniciou sua carreira na Alcan Alumínio do Brasil S.A., nas áreas de engenharia industrial, planejamento, negócios e tecnologia da informação. Tem atuado também como consultor na área de administração de empreendimentos e marketing internacional. De 1992 a 1997, trabalhou para a Sebrae-MG como diretor-superintendente. Em 1997, atuou como vice-presidente executivo da CEMIG e diretor executivo da Gasmig. De 1979 a 1980 lecionou na faculdade de engenharia da Universidade Federal de Ouro Preto.

Ataíde Vilela - Sr. Vilela é formado em engenharia pela Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia de produção. Atualmente ocupa o cargo de diretor da Federação dos Trabalhadores das Indústrias Urbanas de Minas Gerais no período 1999 - 2002. Também atua como representante da Confederação Nacional dos Trabalhadores Industriais.

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 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.

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

<u>Nome</u>	<u>Cargo Atual</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
Djalma Bastos de Moraes	Diretor-Presidente;	14 de janeiro de 1999
Guy Maria Villela Paschoal	Diretor-Presidente de Planejamento, Diretor de Projeto e Construção, Vice-Presidente Executivo; e Diretor de Geração e Transmissão de Energia	14 de janeiro de 1999
Aloísio Marcos Vasconcelos Novais	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	14 de janeiro de 1999
Stalin Amorim Duarte	Diretor de Gestão Empresarial	14 de janeiro de 1999
Cristiano Corrêa de Barros	Diretor de Finanças e de Investimentos e Diretor de Relações com Investidores em exercício	14 de abril de 2000

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

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

Guy Maria Villela Paschoal - Sr. Paschoal é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. De 1969 a 1971, foi presidente do Comitê de Operação do Sistema Interligado Centro-Sul. De 1949 a 1987, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente, diretor, diretor-executivo, vice-presidente executivo e diretor-presidente. Em 1986, Sr. Paschoal atuou como diretor-presidente da Gasmig. Em 1987, foi consultor da Eletrobrás. De 1987 a 1989, Sr. Paschoal foi Secretário Geral da MME e, de 1989 a 1998, foi consultor técnico da Construtora Andrade Gutierrez S.A., uma construtora.

Aloísio Marcos Vasconcelos Novais - Sr. Novais é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo pós-graduação por instituições dos Estados Unidos e Itália. Trabalhou na CEMIG e INDI e foi gerente regional da Asea Brown Boveri S.A. Sr. Novais também atuou como presidente da Associação de Engenharia do Estado de Minas Gerais, Deputado Federal, Secretário de Minas Gerais, diretor regional da Siemens S.A., e diretor da Câmara de Comércio Internacional.

Stalin Amorim Duarte - Sr. Duarte é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com especialização em Engenharia Econômica pelo Instituto de Estudos Econômicos Aplicados. Desde 1969, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente de todos os níveis e superintendente de materiais e suprimentos. Sr. Duarte passou por treinamento em vários países, inclusive Estados Unidos, Coreia, França, Espanha, Inglaterra, Canadá, Itália e Japão.

Cristiano Corrêa de Barros - Sr. Barros é formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em engenharia econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Também estudou análise de sistemas de processamento de dados na mesma universidade, tendo passado por treinamento em desenvolvimento de gerentes na Universidade de São Paulo. Sr. Barros detém certificado em Análise de Projetos pelo Programa Internacional de Investimentos do Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, tendo estudado matemática comercial e financeira no Instituto de Estudos Econômicos e Administrativos de Minas Gerais. Ademais, Sr. Barros fez cursos de Economia e Finanças na Eletrobrás em associação com a Electricité de France. Na CEMIG, atuou como engenheiro, gerente de todos os níveis e Diretor-Financeiro. Sr. Barros é Diretor-Financeiro, Administrativo e Comercial da Gasmig, Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho e Térmica Usiminas.

Remuneração dos Conselheiros e Diretores

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, o valor total da remuneração que pagamos aos conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R\$ 0,5 e R\$ 41,4 milhão, respectivamente.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal, que em geral se reúne uma vez a cada três meses, é composto de cinco membros e cinco suplentes eleitos pelos nossos acionistas na assembleia geral ordinária para mandato de um ano. Um dos membros é eleito pelos detentores das Ações Preferenciais. 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 apresentados para análise. 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 2002, são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo Atual</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
João Pedrosa Castello	Membro	27 de abril de 1999
Aristóteles Luiz Menezes		
Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West	Membro	27 de abril de 1999
Jorge Michel Lepeltier	Membro	30 de abril de 2001
Ronald Gastão Andrade Reis	Membro	30 de abril de 1998
Pedro Autran da Matta e Albuquerque	Suplente	27 de abril de 1999
Francisco Vicente Santana Silva Teles	Suplente	30 de abril de 2001
Flávio Stamm	Suplente	30 de abril de 2001
Luiz Carlos Sizenando Silva	Suplente	14 de abril de 2000

Atualmente, um de nossos cargos de membro suplente do Conselho Fiscal está vago. Esperamos que o cargo seja preenchido em nossa próxima assembleia 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 março de 2001, tínhamos 11.594 empregados, dos quais 387 eram de nível gerencial e durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tínhamos uma média de 576 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. Em 31 de dezembro de 1999, tínhamos 11.609 empregados, dos quais 381 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado tínhamos uma média de 285 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados por categorias nas datas indicadas:

	<u>Número de empregados</u>		
	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>	<u>31 de dezembro de 1999</u>
Gerentes	387	390	381
Profissionais	1.184	1.189	1.196
Técnicos operacionais	8.101	8.020	8.002
Funcionários de escritório	1.922	1.933	2.030
Total	11.594	11.532	11.609

Praticamente a totalidade de nossos empregados estão cobertos por legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com 14 sindicatos diferentes em relação à maioria de nossos empregados. A partir de 1994, deixamos de empregar a prática de longa data de aumento automático de salários como ajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas anual-mente sessões de dissídio coletivo livremente negociado, vigorando o contrato resultante pelo período subsequente de 12 meses a contar de 1º de novembro. Em abril de 2001, finalizamos dissídio coletivo para o período de um ano iniciado em 1º de novembro de 2000, após uma negociação com os sindicatos que representam nossos empregados. Esse novo contrato prevê aumento de salário de 6,15% em comparação com o exercício anterior e a participação nos lucros em conformidade com a legislação trabalhista brasileira.

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 litígios trabalhistas futuros 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 qualquer exercício não podemos contribuir a nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão.

Participação Acionária

Cada um de nossos conselheiros e diretores detém menos de 1% de nossas Ações Preferenciais.

Item 7 - Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de março de 2001, o Governo Estadual era titular de 35.413.734.262 Ações Ordinárias ou 50,96% de nossas ações com direito de voto em circulação. O Governo Estadual também é titular de 1.850.550.863 Ações Preferenciais ou, aproximadamente, 2,07% dessas ações em circulação. Ademais, a MGI é titular de 1.117.681.168 Ações Preferenciais ou, aproximadamente, 1,25% dessas ações em circulação. A Southern Electric Brasil Participações Ltda. ou Southern, nosso segundo maior acionista, é titular de 22.908.484.893 Ações Ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações em circulação. A Southern é empreendimento conjunto constituído em 1994. Acreditamos que a principal participante na Southern é uma subsidiária da 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. A outra sócia importante da Southern é Mirant Corporation (anteriormente denominada Southern Energy Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos. O Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais em 31 de março de 2001.

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
		% da Classe		% da Classe
Governo Estadual	35.413.734.262	50,96	1.850.550.863	2,07
MGI	-	-	1.117.681.168	1,25
Southern	22.908.484.893	32,96	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo	137.811	-	8.236.623	0,01
Outros	11.173.120.965	16,08	86.527.551.847	96,67
Total	69.495.477.931	100,00%	89.504.020.501	100,00%

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.”

As alterações dos percentuais de participação do Governo Estadual no capital social de nossa empresa nas datas indicadas são as seguintes:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
1º de janeiro de 1997	28.938.227.169	50,96	3.948.482.470	5,40	32.886.709.639	25,31
19 de março de 1997 (1)	28.938.227.169	50,96	4.017.152.110	5,49	32.955.379.279	25,36
26 de março de 1997 (2)	28.938.227.169	50,96	2.397.152.110	3,28	31.335.379.279	24,12
10 de fevereiro de 1998 (3)	28.938.227.169	50,96	1.512.172.110	2,07	30.450.399.279	23,44
30 de abril de 1998 (4)	35.413.734.262	50,96	1.850.550.863	2,07	37.264.285.125	23,44

(1) Em 19 de março de 1997, um total de 68.669.640 Ações Preferenciais foram devolvidas ao Governo Estadual pela Bolsa de Valores de São Paulo. Essas ações representavam o número total de Ações Preferenciais não vendidas remanescentes em nosso Programa de ADRs instituído em 23 de setembro de 1994.

(2) Em 26 de março de 1997, 1.620.000.000 Ações Preferenciais foram transferidas para custódia da Bolsa de Valores de Minas-Espírito Santo-Brasília para serem vendidas em leilão público, nos termos da Lei Estadual nº 11.986 de 1º de novembro de 1996 que estabelece recursos para a dívida pública e programas sociais.

(3) Em 10 de fevereiro de 1998, 884.980.000 Ações Preferenciais foram transferidas à MGI em conformidade com garantia prestada pelo Governo Estadual à Mercedes Benz do Brasil S.A., no que respeita à construção de uma fábrica em Minas Gerais.

(4) Em 30 de abril de 1998, o Estado recebeu 6.813.885.846 ações a título de bonificação, que perfaz 22,377% da totalidade das ações em circulação de nossa empresa detidas pelo Governo Estadual nessa data.

Em 19 de agosto de 1976, o Governo Estadual constituiu a MGI como uma companhia de investimento de propriedade do Governo Estadual por meio do qual o Governo Estadual detém diversos investimentos. As alterações dos percentuais de participação acionária na MGI encontram-se descritos abaixo:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
6 de dezembro de 1995 (1)	13.587.000.000	25,11	-	-	13.587.000.000	10,98
1º de março de 1996 (2)	5.132.600.000	9,05	-	-	18.719.600.000	14,42
7 de outubro de 1996 (3)	18.719.600.000	32,99	2.608.329.828	3,57	21.327.929.828	16,43
26 de março de 1997 (4)	18.719.600.000	32,96	28.329.828	0,04	18.747.929.828	14,43
27 de maio de 1997 (5)	-	-	28.329.828	0,04	28.329.828	0,02
10 de fevereiro de 1998 (6)	-	-	913.309.828	1,25	913.309.828	0,70
30 de abril de 1998 (7)	-	-	1.117.681.168	1,25	1.117.681.168	0,70

(1) Em 6 de dezembro de 1995, a MGI recebeu 13.587.000.000 Ações Ordinárias do Governo Estadual de acordo com a Lei nº 11.968.

(2) Em 1º de março de 1996, a MGI recebeu 5.132.600.000 Ações Ordinárias do Governo Estadual de acordo com a Lei nº 11.968.

(3) Em 7 de outubro de 1996, a MGI recebeu 2.608.329.828 Ações Preferenciais do Governo Estadual de acordo com contrato de venda celebrado entre o Governo Estadual e a MGI.

(4) Em 26 de março de 1997, a MGI vendeu 2.580.000.000 Ações Preferenciais em leilão público realizado na Bolsa de Valores de Minas-Espírito Santo-Brasília.

(5) Em 27 de maio de 1997, 18.719.600.000 Ações Ordinárias foram transferidas para a Bolsa de Valores do Rio de Janeiro para subsequente transferência à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas por nossas ações pelos detentores de debêntures.

(6) Em 10 de fevereiro de 1998, a MGI recebeu 884.980.000 Ações Preferenciais do Governo Estadual de acordo com garantia prestada pelo Governo Estadual tendo por objeto fábrica construída pela Mercedes Benz do Brasil S.A.

(7) Em 30 de abril de 1998, a MGI recebeu 204.371.340 ações a título de bonificação, que perfaz 22,377% da totalidade das ações em circulação detidas pela MGI nessa data.

Em 28 de maio de 1997, em leilão público, a Southern adquiriu 32,98% de nossas Ações Ordinárias. Essas ações foram transferidas à Southern em 18 de junho de 1997.

Constam abaixo informações referentes a alterações da participação acionária da Southern:

Data	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
18 de junho de 1997 (1)	18.719.600.000	32,96	–	–	18.719.600.000	14,41
30 de abril de 1998 (2)	22.908.484.892	32,96	–	–	22.908.484.892	14,41
9 de setembro de 1998 (3)	22.908.484.893	32,96	–	–	22.908.484.893	14,41

(1) Em 18 de junho de 1997, 18.719.600.000 Ações Ordinárias foram transferidas à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas pelos detentores de debêntures por ações da CEMIG.

(2) Em 30 de abril de 1998, a Southern recebeu 4.188.884.892 Ações Ordinárias a título de bonificação, representativas de 22,377% da totalidade das ações em circulação de titularidade da Southern.

(3) Em 9 de setembro de 1998, foi recebida uma ação de ex-conselheiro nomeado pela Southern.

Em 31 de março de 2001 tínhamos 17 acionistas ordinários nos Estados Unidos que detinham um total de 480.554.191 Ações Ordinárias. Também tínhamos 218 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, que detinham um total de 10.669.395.405 Ações Preferenciais. Dos 17 acionistas ordinários localizados nos Estados Unidos, um acionista detinha nossas ações conforme evidenciado no livro de registro de ações nominativas de nossa empresa, ao passo que os demais 16 detinham ações de nossa empresa por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo. Dos 218 acionistas preferenciais localizados nos Estados Unidos nessa data, 16 detinham nossas ações conforme evidenciado no livro de registro de ações nominativas de nossa empresa, ao passo que 202 detinham por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo.

Embora nosso Estatuto Social não preveja quaisquer restrições atinentes a mudança de controle de nossa empresa, para a implementação de mudança de controle seria necessária lei estadual que a autorizasse. Em virtude de sermos uma sociedade de economia mista, a venda de mais do que 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual exige a promulgação de uma lei específica pelo poder legislativo de Minas Gerais.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa empresa é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente a recebíveis e receita financeira correlata e pagamentos adiantados de ICMS; e
- Nosso contrato com a Fundação Forluminas de Seguridade Social - 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 22 demonstrações financeiras de final de exercício de nossa empresa.

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 Seleccionados.”

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 quórum 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 agosto de 2001, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo, encontrando-se a matéria atualmente sujeita à apelação pela Southern.. Atualmente, o Governo Estadual retomou sua posição de acionista controlador e nenhuma das disposições sobre quorum qualificado ou veto encontra-se em vigor. Entretanto, esta decisão está sujeita à apelação pela Southern e conseqüentemente a validade do Acordo de Acionistas e controle da CEMIG permanecem sujeitos 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 Cruzado foram ilegais, em parte, por que incluíram os aumentos do período do Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subseqüentes.

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. Até a presente data, não foi prolatada sentença nesses recursos. Entretanto, há uma sentença em recurso que envolve processo similar com duas outras concessionárias. Nesse processo, o Superior Tribunal de Justiça 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\$ 68,9 milhões em 31 de março de 2001 e nessa data tínhamos passivo provisionado nesse valor.

Impostos e Demais Contribuições

Nossa empresa é parte de uma série de processos envolvendo o Governo Federal bem como de outros processos surgidos no curso normal dos negócios. Vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras intercalares. Esses processos e pleitos incluíam, em 31 de março de 2001, R\$ 109 milhões referentes a litígio fiscal em potencial envolvendo contribuição social.

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 prestação dos serviços. Em 31 de março de 2001, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximadamente R\$ 53 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R\$ 42,5 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 março de 2001, o autor desta ação pleiteava R\$ 491 milhões. Não provisionamos passivo para essa reclamação.

O Sindieletro também processou a Forluz a fim de contestar alterações que a Forluz efetuou nos índices de ajuste das contribuições do fundo de pensão. O valor envolvido nessa reclamação estava estimado em R\$ 208 milhões em 31 de março de 2001. Se o Sindieletro vencer a ação, esperamos que a Forluz ingresse com ação contra nossa empresa para pleitear re-embolso do valor devido a empregados aposentados. Não provisionamos passivo para essa reclamação, uma vez que acreditamos na defesa exitosa da mesma.

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. Em 31 de março de 2001 provisionamos passivo no valor de R\$ 21,6 milhões para esses processos.

Processos Administrativos

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando restituição de aproximadamente R\$ 154 milhões a nós concedida em 1995 pelo Tesouro Nacional. A ANEEL alega que essa restituição originou-se de erro de cálculo dos créditos correspondentes a diferenças de tarifas anteriormente calculadas para reduzir os valores devidos ao Governo Federal. Respondemos à reclamação da ANEEL e esperamos pelo julgamento final da questão. Não sabemos quando a questão será resolvida. Não provisionamos nenhum valor contestado pela ANEEL porque acreditamos que temos uma defesa meritória contra a reclamação da ANEEL.

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 nossos diretores, conforme aprovado pelo Conselho de Administração de nossa empresa. 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 a 10% do respectivo valor nominal. Esse dividendo preferencial tem prioridade na destinação do dividendo obrigatório do período em questão em relação ao pagamento de dividendos às Ações Ordinárias.

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 10% do respectivo valor nominal. 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 particular 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 março 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 constituem a soma do aumento do valor contábil do investimento em coligadas e controladas e do lucro em vendas a prazo realizável após o término do exercício seguinte.

No mínimo, 0,5% do nosso capital social integralizado será destinado do nosso lucro líquido a reserva especial que será utilizada para cobrir os custos de pesquisa e projetos de desenvolvimento de nossa empresa. O saldo acumulado dessa reserva não poderá ultrapassar 5% do capital social integralizado.

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 reversão 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 Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros ao capital próprio no lugar de dividendos como alternativa a realização de distribuições a acionistas. As distribuições realizadas como 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. 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 próprio 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 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. Vide “Item 12. Descrição dos American Depositary Shares – Dividendos e Distribuições – Distribuições em Dinheiro”.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

Consta do quadro abaixo o histórico no passado recente dos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio às Ações Ordinárias e Ações Preferenciais de nossa empresa. Nos 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.”

Ano declarado	Histórico de Pagamento de Dividendos (1)			
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R\$)	(US\$)	(R\$)	(US\$)
1996	56.788.022	53.382.236	73.082.554	68.699.524
1997	119.281.390	105.042.934	153.507.523	135.183.540
1998	243.991.371	186.572.167	314.001.295	240.106.451
1999	81.759.386	45.301.078	105.219.102	58.299.591
2000	81.768.792	45.408.815	105.231.208	58.438.242

(1) Os valores são expressos em reais nominiais. Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expresso em reais nominiais, pela taxa do Mercado Comercial nas respectivas datas de pagamentos dos dividendos indicados.

Declaramos juros sobre o capital próprio no valor de R\$ 90 milhões em 14 de abril de 2000 e R\$ 97 milhões em 29 de junho de 2000. Vide “- Juros sobre Capital Próprio”.

Alterações Significativas

Não houve nenhuma alteração significativa em nossa situação financeira desde a data das demonstrações financeiras de que estão incluídas em nosso Termo de Registro, exceto que a desvalorização do real contra o dólar desde 1º de janeiro de 2001 teve um efeito negativo sobre nosso lucro líquido durante os primeiros cinco meses de 2001. Vide “Item 3. Informações Chave – Riscos Atinentes ao Brasil – Instabilidade da taxa de câmbio e taxa de juros podem prejudicar nossa condição financeira e os resultados das operações” e “Item 11. Revelações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Câmbio”.

Item 9 - A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação de Ações Preferenciais

O mercado de negociação de nossas Ações Preferenciais é a Bolsa de Valores de São Paulo. Em 31 de março de 2001 tínhamos aproximadamente 105.000 acionistas detentores de Ações Preferenciais. Nossas Ações Ordinárias também são listadas e negociadas na citada bolsa de valores. Nossas Ações Preferenciais também são negociadas como ADSs no mercado de balcão dos Estados Unidos, entretanto, acreditamos que o mercado de ADSs nos Estados Unidos tem sido limitado.

Constam do quadro abaixo os preços de venda de fechamento máximo e mínimo divulgados para as Ações Preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo nos períodos indicados.

Período	Reais nominais por 1.000 Ações Preferenciais		Volume Médio de Negociação Diária
	Máximo	Mínimo	
1995	89,00	16,90	3.484.407,93
1996	38,00	21,40	5.243.914,24
1997	64,50	34,01	14.655.967,44
1998	58,99	13,20	11.791.787,63
1999	44,70	14,50	10.281.599,57
2000	40,50	22,80	14.626.319,56
1999			
Primeiro Trimestre	39,00	14,50	8.659.124,07
Segundo Trimestre	44,70	33,50	10.514.905,59
Terceiro Trimestre	39,00	28,00	8.506.085,67
Quarto Trimestre	40,50	27,10	13.507.005,34
2000			
Primeiro Trimestre	40,50	27,65	23.430.114,42
Segundo Trimestre	33,71	22,80	13.063.451,35
Terceiro Trimestre	36,10	30,00	12.892.829,55
Quarto Trimestre	32,70	24,40	8.993.084,70
2000			
Novembro	30,10	25,00	9.504.082,30
Dezembro	30,55	24,40	8.152.863,21
2001			
Primeiro Trimestre	36,70	25,90	12.946.348,93
Segundo Trimestre	27,95	21,00	11.893.643,53
2001			
Janeiro	36,70	27,00	16.139.119,76
Fevereiro	35,62	30,02	11.579.113,50
Março	32,72	25,90	11.017.351,23
Abril	27,95	24,75	12.398.885,95
Mai	26,20	21,00	13.029.973,36
Junho	27,85	22,05	10.138.440,75
Julho	28,20	23,80	9.919.173,86
Agosto (até 7 de agosto de 2001)	27,90	25,61	5.281.100,00

Em 1º de fevereiro de 2001, o preço de fechamento por 1.000 Ações Preferenciais era de R\$ 34,00 na Bolsa de Valores de São Paulo. Em 7 de agosto de 2001, o preço por 1.000 Ações Preferenciais era de R\$ 27,25 na Bolsa de Valores de São Paulo.

O banco depositário é o Citibank, N.A. Cada ADS representa 1.000 Ações Preferenciais. Pretendemos apresentar requerimento para listar as ADSs na NYSE.

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 março de 2001, a capitalização de mercado global das 450 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US\$ 205 bilhões e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 44% 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 março de 2001, nossa empresa respondeu por aproximadamente 0,96% da capitalização de mercado da totalidade das companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo. Vide “Item 3. Informações Chave - Fatores de Risco - Riscos Referentes às Ações Preferenciais e ADSs - A volatilidade e falta de liquidez relativas dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar V.Sa.”

Nossas Ações Preferenciais e Ordinárias possuem liquidez diária na Bolsa de Valores de São Paulo e nunca sofreram suspensão significativa em sua negociação. Todas as interrupções que ocorreram nos últimos três anos foram causadas pelo processamento de juros sobre o capital próprio, ressalvada a interrupção ocorrida em 28 de abril de 1999 que se deveu ao atraso por parte de nossa empresa na divulgação das deliberações da assembléia geral ordinária assim como uma 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 de titularidade do 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 desde 1997:

<u>Suspensão</u>	<u>Reabertura</u>	<u>Motivo</u>
26 de dezembro de 1997	26 de dezembro de 1997 às 12h30	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 23 de dezembro de 1997
31 de agosto de 1998	1º de setembro de 1998 às 10 horas	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 28 de agosto de 1998
28 de outubro de 1998	28 de outubro de 1998 às 12h30	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 28 de outubro de 1998
22 de dezembro de 1998	22 de dezembro de 1998 às 11h30	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 21 de dezembro de 1998
28 de abril de 1999	28 de abril de 1999 às 11h30	Atraso na divulgação das deliberações da assembléia geral ordinária de 27 de abril de 1999
21 de dezembro de 1999	21 de dezembro de 1999 às 11h15	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 20 de dezembro de 1999
17 de abril de 2000	17 de abril de 2000 às 10h15	Juros sobre capital próprio 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 capital próprio 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

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 nº 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 valores mobiliários nas bolsas de valores brasileiras na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da bolsa de valores brasileira 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 pertinente 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 nas bolsas de valores brasileiras 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

Capital Social

Em 31 de março de 2001, nosso capital social autorizado, totalmente subscrito e integralizado, era do valor nominal global de R\$ 1.590 milhões, dos quais R\$ 695 milhões representados por Ações Ordinárias e os R\$ 895 milhões remanescentes representados por Ações Preferenciais. Todas as nossas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais autorizadas foram emitidas e não existem ações autorizadas disponíveis para emissão.

Espécie de Ações	Número de Ações	Valor	
		Nominal (R\$)	R\$
Ações Ordinárias	69.495.477.931	0,01	694.954.779.31
Ações Preferenciais	89.504.020.501	0,01	895.040.205.01
Total do Capital	158.999.498.432	0,01	1.589.994.984.32

Ações em Tesouraria

Mantemos 67.783.673 Ações Preferenciais em tesouraria no valor de R\$ 678.000,00 com base no valor nominal das ações ou R\$ 1.847 milhão com base na cotação de fechamento de mercado das Ações Preferenciais em 7 de agosto de 2001.

Alterações do Capital

Desde 1997, a única alteração na estrutura de capital de nossa empresa ocorreu em 30 de abril de 1998 a fim de distribuir a cada um de nossos acionistas dividendos sob a forma de Ações Ordinárias e Preferenciais equivalentes a 22,4% do número de ações detidas por cada um deles. Essa bonificação foi aprovada na assembléia geral ordinária e na assembléia geral extraordinária realizadas em 30 de abril de 1998. Vide “Item 7. Maiores Acionistas e Transações com Partes Relacionadas – Principais Acionistas”.

Estatuto Social

Registro

Somos companhia aberta 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 nosso Estatuto Social.

Objeto e Finalidade

Nossa empresa foi constituída com seis finalidades principais: (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; (v) investir em outras empresas; e (vi) 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. 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, o número de ações sem direito de voto de uma companhia, tal como o de nossas Ações Preferenciais, não poderá exceder dois terços do número total de ações da companhia em questão.

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.

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.

Assembléias Gerais

As assembléias gerais ordinárias 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. As assembléias gerais extraordinárias 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 de titularidade de nossa empresa e emitidas por nossas subsidiárias;
- quando da venda ou perda de controle de qualquer de nossas subsidiárias;
- 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 Companhia, se houver, ou pela diretoria da companhia. As assembléias gerais também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal que convocará a assembléia geral ordinária caso o Conselho de Administração e os diretores 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 Conselho de Administração é composto de 11 conselheiros efetivos e 11 conselheiros suplentes. Nossos conselheiros são eleitos por mandatos de três anos, podendo ser reeleitos ou destituídos nas assembleias 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 conselheiros substitutos sejam eleitos para preencher a vaga pela assembleia 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 reais 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 Assembleia 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 anualmente e destituir os auditores independentes.

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 reuniões do Conselho de Administração somente se instalarão com a presença da maioria dos conselheiros. 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 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 assembleia geral em que os conselheiros forem eleitos.

Os acionistas minoritários terão direito de escolher, no mínimo, um membro para integrar o Conselho de Administração.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação 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.

Direitos de Voto

Via de regra, somente as 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 por meio do depositário conforme os termos do Contrato de Depósito.

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 suspeitem 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 assembleias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembleia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas que detêm, no mínimo, 10% das ações com direito de voto de uma companhia poderão requerer a adoção de processo de voto múltiplo para a nomeação de conselheiros (ou seja, a cada ação corresponde um número de votos igual ao número de membros do Conselho de Administração, podendo cada acionista cumular todos os seus votos em um só candidato ou distribuir os votos entre os vários candidatos. Se houver menos de cinco membros do Conselho de Administração, os acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 20% das ações com direito de voto terão direito de nomear um membro do Conselho).

Sempre que o Conselho Fiscal não estiver funcionando de modo permanente ele poderá ser instalado em assembleia 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.

Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia 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.

Alterações Propostas à Lei das Sociedades Anônimas Brasileira

Em 28 de março de 2001, a Câmara dos Deputados Federais aprovou o Projeto 3.115/1997, ou o Projeto, que altera a Lei das Sociedades Anônimas. Caso o Projeto seja aprovado pelo Senado e pelo Presidente do Brasil na forma em que está redigido, as companhias existentes no Brasil teriam até um ano para alterar seus estatutos para refletir os padrões da nova lei.

Algumas dessas alterações incluiriam o seguinte:

- na hipótese da venda da participação majoritária em uma companhia, os acionistas minoritários terão o direito de ter suas ações compradas por um valor unitário igual a 80% do preço unitário pago pelos detentores da participação majoritária;
- acionistas terão o direito de retirada na hipótese de alteração do objeto social, redução dos dividendos obrigatórios ou a participação em um grupo centralizado de companhias;
- detentores de ações preferenciais representando 10% do capital social da companhia, e acionistas minoritários de ações ordinárias representando, pelo menos, 15% do capital social com direito a voto, terão o direito de eleger um membro do conselho de administração da companhia;
- até um terço do total do número de conselheiros da companhia poderão ser não residentes no Brasil;
- as disposições que prevêm que sociedades de economia mista não estariam sujeitas a falência deverão ser revogadas;
- litígios entre acionistas estarão sujeitas a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade;

Não podemos prever se o Projeto será promulgado conforme atualmente proposto ou em qualquer outra forma.

Contratos Relevantes

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

A fim de prestar serviços de geração de energia elétrica ao público celebramos contrato com o Governo Federal que disciplina esses serviços. Esse contrato estabelece os termos das concessões de cada uma de nossas usinas de geração e especifica as tarifas que podemos cobrar dos clientes 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 a 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 atender 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 prevêem 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 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 que disciplinam esses serviços. 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 prevêem que o DNAEE (que desde então passou a ser a ANEEL) ou seu sucessor 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 período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, pagamos aproximadamente R\$ 223 milhões e R\$ 746 milhões, respectivamente, 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.

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 uma vez que viola as constituições estadual e federal. Em virtude dessa decisão, que está sujeita a apelação pela Southern, 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.

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

Em maio de 1995, nossa empresa celebrou contrato para transferir o saldo da Conta CRC ao Governo Estadual em troca do pagamento parcelado a ser efetuado pelo Governo Estadual. Como garantia de sua dívida, o Governo Estadual cedeu à nossa empresa parcela dos recursos que a Constituição Federal Brasileira exige que o Governo Federal transfira ao Governo Estadual. Essa dívida tinha saldo de aproximadamente R\$ 994 milhões em 31 de março de 2001. O contrato referente à cessão, denominado Contrato de Cessão da 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 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. Da dívida de R\$ 994 milhões, R\$ 234 milhões referem-se a 22 prestações de juros e correção monetária devidas e não pagas pelo Governo Estadual no que respeita aos períodos de abril a dezembro de 1999 e março de 2000 a março de 2001. Vide Nota 3 de nossas demonstrações financeiras intercalares e nossas demonstrações financeiras de encerramento do exercício.

Além da cessão de recursos devidos pelo Governo Federal, o Governo Estadual poderá obrigar-se a efetuar os pagamentos mensais mediante compensação com os dividendos que tem direito de receber de nossa empresa. A Lei de Responsabilidade Fiscal de 4 de maio de 2000 exige que os governos estaduais do Brasil fiquem em dia com suas dívidas até o final de cada gestão. Se o Governo Estadual cumprir a citada lei, ele deverá pagar à nossa empresa os valores em aberto até 31 de dezembro de 2002. Entretanto, se o Governo Estadual estiver atravessando dificuldades financeiras à época do pagamento exigido, não podemos dar garantias quanto ao valor ou época desse pagamento. Ademais, à luz do fato de que o Governo Estadual controla nossa empresa, não podemos lhe garantir que qualquer renegociação do Contrato de Cessão da CRC seria conduzida em bases estritamente comerciais.

Em 2000, recebemos aproximadamente R\$ 17 milhões em pagamentos do Governo Estadual por força desse contrato, que correspondeu a R\$ 6,8 milhões de principal, R\$ 9,9 milhões de juros e R\$ 0,2 milhões de multa. O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento para nós de acordo com esse contrato durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001.

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 Nº 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 subjacentes podem ser detidos por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução nº 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 nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução nº 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 nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de entidade devidamente credenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Ademais, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados autorizados a operar pela CVM, ressalvada transferência decorrente de reestruturação societária 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 depositary receipts em mercados estrangeiros no que respeita a ações de emissores brasileiros. A fim de ter as ADSs aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM deverá ser apresentado requerimento, havendo expectativa de que a aprovação final seja recebida antes da aprovação da listagem na NYSE das ADSs representativas das Ações Preferenciais.

Quando da eficácia do presente Termo de Registro e da aprovação da admissão das ADSs à negociação na NYSE, certificado de registro eletrônico será emitido em nome do banco depositário no que respeita às ADSs e será mantido pelo 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 nº 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 nº 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 detentor que seja cidadão ou residente dos Estados Unidos ou companhia dos Estados Unidos ou 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 nº 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 capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda cor-rente. 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.

Na 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 nº 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 nº 2.689.

Os comentários contidos abaixo aplicam-se a todos os detentores não brasileiros, inclusive, detentores não brasileiros que invistam ao amparo da Resolução nº 2.689, ressalvadas as observações em contrário.

A Resolução nº 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 nº 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 nº 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 10% 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 nº 2.689. Nessas duas hipóteses, os ganhos realizados ficarão isentos de imposto de renda.

A Lei nº 9.959 de 27 de janeiro de 2000 também aumentou a alíquota de imposto aplicável a ganhos realizados na venda ou permuta no Brasil de Ações Preferenciais realizada em bolsa de valores brasileira de 10% para 20% no que respeita a operações que ocorram a partir de 1º de janeiro de 2002.

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 nº 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 nº 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 nº 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 nº 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 nº 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 quaisquer instituições financeiras brasileiras ficarão sujeitas à CPMF. Em 17 de junho de 1999, a CPMF vêm, de modo geral, incidindo sobre débitos em conta bancária, inicialmente, à alíquota de 0,38% em 1999 e, atualmente, à alíquota de 0,30% no período compreendido entre 17 de junho de 2000 e 16 de junho de 2002. Embora a CPMF esteja atualmente em vigor somente até junho de 2002, o Congresso Nacional já discutiu a possibilidade de sua conversão em imposto permanente.

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 Internal Revenue Code de 1986 (o “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 para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. 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 o custo de aquisição corrigido 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.” Os dividendos às Ações Preferenciais representadas por ADSs serão pagos por nossa empresa ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das Ações Preferenciais representadas por ADSs. Conforme descrito no “Item 12. Descrição de American Depositary Shares “ Dividendos e Distribuições”, 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

As vias dos documentos comerciais e legais que sejam importantes para nossa empresa e nosso negócio, inclusive, cópias dos anexos mencionados no “Item 19. Anexos” e em qualquer outra seção do presente Termo de Registro poderão ser examinadas em nossa sede na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguro

Mantemos seguro junto a um grupo de companhias de seguro lideradas pela Itaú Seguros S.A. e junto a diversas companhias de seguro privadas. Não possuímos cobertura de seguro contra risco de paralisação. Nossas usinas e instalações não estão, de modo geral, cobertas por seguro contra sinistros de grande monta. Via de regra, mantemos seguro com cobertura ampla junto a companhias de seguro de primeira linha para cobrir perdas e danos de nossas usinas causados por incêndio, responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como falhas de equipamentos. Acreditamos que mantemos os seguros de praxe no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Civis 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 exequível 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:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua exequibilidade 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.

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 nossa dívida externa e aquisições de eletricidade de Itaipu encontram-se denominadas em moedas estrangeiras. 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 março de 2001, quase 73% de nossa dívida em aberto encontrava-se denominada em moedas estrangeiras. Ademais, nossos pagamentos referentes a aquisições de energia de Itaipu, que responderam por 22% de nossas despesas operacionais totais em 31 de março de 2001 são denominados em dólares. 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 2001, a perda em potencial que nossa empresa experimentaria na hipótese de alteração hipotética de 20% das taxas de câmbio seria de aproximadamente R\$ 229 milhões referentes a empréstimos e financiamentos e R\$ 164 milhões referentes

à energia adquirida de Itaipu, principalmente em virtude de aumento de nossas despesas denominadas em reais refletidas na demonstração do resultado de nossa empresa. Em 2001, uma alteração hipotética e imediata de 20% das taxas de câmbio acarretaria saída de caixa adicional de aproximadamente R\$ 198 milhões, refletindo o aumento de custo em reais de serviço de dívida denominada em moeda estrangeira e de aquisição de energia de Itaipu. A análise de sensibilidade supra pressupõe flutuação desfavorável simultânea de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, a despesa de juros correlata e as despesas referentes à aquisição de energia de Itaipu estão denominadas.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de março de 2001, tínhamos aproximadamente R\$ 1.866 milhão em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$ 1.047 milhão com juros a taxas flutuantes. Desses R\$ 1.047 milhão, R\$ 542 milhões referem-se à dívida sujeita a taxas de câmbio variáveis e R\$ 505 milhões referem-se a contratos de empréstimo sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação determinados pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M. Investimos caixa excedente principalmente em investimentos de curto prazo. Alteração hipotética, imediata e desfavorável de 100 pontos base das taxas de juros aplicáveis a ativo e passivo financeiro com taxas flutuantes detidos em 31 de março de 2001 acarretariam saída de caixa adicional de aproximadamente R\$ 1,2 milhão durante 2001.

Item 12 - Descrição de American Depositary Shares

O Citibank, N.A. comprometeu-se a atuar como banco depositário das ADSs representando Ações Preferenciais. Os escritórios para atividades de depositário do Citibank encontram-se localizados em 111 Wall Street, New York, New York 10005. As American Depositary Shares são frequentemente denominadas “ADSs” e representam titularidade de valores mobiliários depositados junto ao banco depositário. As ADSs são normalmente representadas por certificados que são comumente denominados “American Depositary Receipts” ou “ADRs”. O banco depositário usualmente nomeia um custodiante para guarda dos valores mobiliários depositados. Neste caso, o custodiante é o Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., localizado na Avenida Paulista, 1111, 3º andar, CEP 01311-920, São Paulo, SP, Brasil.

Nomearemos o Citibank como banco depositário para as ADSs representando as Ações Preferenciais de acordo com um contrato de depósito, o Contrato de Depósito. Celebramos contratos de depósito com o Citibank relacionados a outras linhas de crédito de ADR. Em 1994, celebramos dois contratos de depósito com o Citibank. Um desses contratos dispunha sobre o depósito de ações preferenciais mediante a criação de ADSs que foram vendidas nos termos da Regra 144A conforme a Lei de Mercado de Capitais, e outro contrato que dispunha sobre o depósito de ações preferenciais mediante a criação de ADSs que foram vendidas conforme o Regulamento S nos termos da Lei de Mercado de Capitais. Em 1995, celebramos outro contrato de depósito com o Citibank que prevê o depósito de nosso capital preferencial, que foi alterou e consolidou um contrato de depósito que celebramos como o Citibank em 1993. O Contrato de Depósito constitui uma alteração e consolidação do (i) contrato de depósito celebrado em 1995 e (ii) o contrato de depósito de 1994 relativo às ADSs vendidas de acordo com o Regulamento S conforme a Lei de Mercados de Capitais. O contrato de depósito de 1994 relativo às ADSs vendidas de acordo com a Regra 144A da Lei de Mercados de Capitais será rescindido na data em que celebrarmos o Contrato de Depósito, ou próximo de tal data. Uma via do Contrato de Depósito será arquivada junto à Comissão (SEC) ao amparo de um termo de registro segundo o Formulário F-6. Após arquivamento do termo de registro conforme o Formulário F-6, V.Sa. poderá obter cópia do Contrato de Depósito na Sala de Referência Pública da Comissão localizada em 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549.

Estamos fornecendo a V.Sa. descrição sumária dos termos relevantes das ADSs e de seus direitos relevantes na qualidade de titular de ADSs. Favor ter em mente que falta a um resumo, por sua natureza, precisão das informações sumarizadas e que os direitos e obrigações de um detentor na qualidade de titular de ADSs serão determinados por referência aos termos do Contrato de Depósito e não ao presente sumário. Instamos V.Sa. a examinar o Contrato de Depósito em seu inteiro teor.

Cada ADS representa 1.000 Ações Preferenciais depositadas junto ao custodiante. Cada ADS também representará qualquer outro bem recebido pelo banco depositário ou pelo custodiante por conta do titular das ADSs, o qual, entretanto, não tenha sido distribuído aos titulares de ADSs em virtude de restrições legais (tais como controles de cambial ou outras leis que proíbam o expatriamento de lucros corporativos do Brasil) ou considerações práticas (tais como atrasos administrativos na realização da conversão ou remessa).

Se V.Sa. passar a ser titular de ADSs, tornar-se-á parte do Contrato de Depósito e por conseguinte ficará vinculado a seus termos e aos termos do ADR que seja representativo de suas ADSs. O Contrato de Depósito e o ADR especificam nossos direitos e obrigações bem como seus direitos e obrigações na qualidade de titular de ADSs e ainda os direitos e obrigações do banco depositário. Como detentor de ADSs V.Sa nomeia o banco depositário para atuar em seu nome em certas circunstâncias. O Contrato de Depósito e os ADRs são regidos pela lei de Nova York. Entretanto, nossas obrigações para com os detentores de Ações Preferenciais continuarão a ser regidas pelas leis do Brasil, que poderão ser diferentes das leis dos Estados Unidos.

Como titular de ADSs, V.Sa. poderá detê-las por meio de ADR registrado em seu nome ou por meio de conta de corretagem ou custódia. Se V.Sa. decidir deter suas ADSs por meio de sua conta de corretagem ou custódia, V.Sa. deverá se fiar nos procedimentos de sua corretora ou banco para pleitear seus direitos na qualidade de titular de ADSs. Favor consultar sua corretora ou banco a fim de determinar quais são esses procedimentos. A presente descrição sumária pressupõe que V.Sa. optou por ser titular das ADSs diretamente por meio de ADR registrado em seu nome e, como tal, nossa empresa se referirá a V.Sa. como “detentor”. Quando nos referirmos a “V.Sa.”, iremos supor que o leitor é titular de ADSs e será titular de ADSs na época pertinente.

Dividendos e Distribuições

Na qualidade de detentor, V.Sa. tem, de modo geral, o direito de receber as distribuições que fazemos aos valores mobiliários depositados junto ao banco custodiante. O recebimento por parte de V.Sa. dessas distribuições poderá ficar restrito, entretanto, em razão de considerações práticas e limitações legais. Os detentores receberão tais distribuições de acordo com os termos do Contrato de Depósito na proporção do número de ADSs detidas na data de referência especificada.

Distribuição em Dinheiro

Sempre que fizermos distribuição em dinheiro aos valores mobiliários depositados junto ao custodiante, notificaremos o banco depositário. Quando do recebimento de tal notificação o banco depositário providenciará a conversão dos recursos em dólares dos Estados Unidos e a distribuição dos dólares dos Estados Unidos aos detentores, observadas as leis e regulamentos brasileiros.

A conversão em dólares dos Estados Unidos ocorrerá somente se for viável e se os dólares dos Estados Unidos puderem ser transferidos para os Estados Unidos. Os valores distribuídos a detentores serão líquidos das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos pelos detentores nos termos do Contrato de Depósito. O depositário aplicará o mesmo método para distribuição do produto da venda de quaisquer bens (tais como direitos não distribuídos) detidos pelo custodiante com relação a valores mobiliários depositados.

A distribuição em dinheiro será efetuada líquida das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos por detentores nos termos do Contrato de Depósito.

Distribuições em Ações

Sempre que procedermos a bonificação em Ações Preferenciais aos valores mobiliários depositados junto ao custodiante, notificaremos o banco depositário e depositaremos o correspondente número de Ações Preferenciais junto ao custodiante. Quando do recebimento da notificação de tal depósito, o banco depositário distribuirá aos detentores novas ADSs representativas das Ações Preferenciais depositadas ou modificará o coeficiente ADSs/Ações Preferenciais, hipótese em que cada ADS que V.Sa. detiver representará direitos e interesses sobre as Ações Preferenciais adicionais assim depositadas. Somente números inteiros de ADSs serão distribuídos. Os direitos fracionários serão vendidos e o produto dessa venda será distribuído como na hipótese de distribuição em dinheiro.

A distribuição de novas ADSs ou a modificação do coeficiente ADS/Ações quando de distribuição de Ações Preferenciais será efetuada líquida das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos pelos detentores de acordo com os termos do Contrato de Depósito. A fim de pagar tais impostos ou encargos governamentais, o banco depositário poderá vender as novas Ações Preferenciais, no todo ou em parte, assim distribuídas.

Nenhuma distribuição em questão de novas ADSs será efetuada caso infrinja a lei (ou seja, as leis de valores mobiliários dos Estados Unidos) ou caso não seja viável em termos operacionais. Se o banco depositário não distribuir novas ADSs conforme acima descrito, ele envidará seus melhores esforços para vender as Ações Preferenciais recebidas e distribuirá o produto da venda como na hipótese de distribuição em dinheiro.

Distribuições em Direitos

Sempre que pretendermos distribuir direitos de aquisição de Ações Preferenciais adicionais, transmitiremos aviso prévio ao banco depositário e prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável a distribuição de direitos de aquisição de ADSs adicionais a detentores.

O banco depositário estabelecerá procedimentos para distribuir direitos de aquisição de ADSs adicionais a detentores bem como para capacitar tais detentores a exercer esses direitos caso seja lícito e razoavelmente viável disponibilizar os direitos a detentores de ADSs, e caso nossa empresa forneça toda a documentação prevista no Contrato de Depósito (tal como, parecer que trate da legitimidade da operação). V.Sa. poderá ser obrigado a pagar taxas, despesas, impostos e demais encargos governamentais para subscrever as novas ADSs quando do exercício de seus direitos. O banco depositário não está obrigado a estabelecer procedimentos a fim de viabilizar a distribuição e exercício pelos detentores de direitos de aquisição de novas Ações Preferenciais diretamente em vez de novas ADSs.

O banco depositário não distribuirá os direitos a V.Sa. caso:

- nossa empresa não solicite tempestivamente que os direitos sejam distribuídos a V.Sa. ou solicite que os direitos não sejam distribuídos a V.Sa.; ou
- nossa empresa deixe de entregar documentos satisfatórios ao banco depositário; ou
- não seja razoavelmente viável distribuir os direitos.

O banco depositário venderá os direitos que não forem exercidos ou não forem distribuídos caso tal venda seja lícita e razoavelmente viável. O produto de tal venda será distribuído a detentores como na hipótese de distribuição em dinheiro. Se o banco depositário for incapaz de vender os direitos, ele permitirá que os direitos caduquem.

Distribuições Opcionais

Sempre que pretendermos distribuir dividendos a serem pagos, à opção dos acionistas, em dinheiro ou ações adicionais, transmitiremos aviso prévio nesse sentido ao banco depositário e indicaremos se desejamos ou não disponibilizar a V.Sa. a distribuição opcional. Nessa hipótese, prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável tal distribuição.

O banco depositário disponibilizará a opção a V.Sa. somente se for razoavelmente viável e se nossa empresa tiver fornecido toda a documentação prevista no Contrato de Depósito. Nessa hipótese, o banco depositário estabelecerá os procedimentos para capacitar V.Sa. a optar por receber moeda corrente ou ADSs adicionais, em cada uma das hipóteses, conforme descrito no Contrato de Depósito.

Se a opção não for disponibilizada a V.Sa., V.Sa. receberá moeda corrente ou ADSs adicionais, dependendo do que um acionista brasileiro receberia quando deixasse de fazer opção, conforme mais pormenorizadamente descrito no Contrato de Depósito.

Demais Distribuições

Sempre que pretendermos distribuir bens, que não moeda corrente, Ações Preferenciais ou direitos de aquisição de Ações Preferenciais adicionais, notificaremos o banco depositário previamente e indicaremos se desejamos que aludida distribuição seja feita a V.Sa. Se assim for o caso, prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável tal distribuição a detentores.

Se for razoavelmente viável distribuir esses bens a V.Sa. e se nossa empresa fornecer toda a documentação prevista no Contrato de Depósito, o banco depositário distribuirá os bens aos detentores da forma que reputar viável.

A distribuição será efetuada líquida de taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos por detentores de acordo com os termos do Contrato de Depósito. A fim de pagar tais impostos e encargos governamentais, o banco depositário poderá vender os bens recebidos, no todo ou em parte.

O banco depositário não distribuirá os bens a V.Sa. e os venderá caso:

- não seja apresentada solicitação por nossa empresa no sentido de que os bens sejam distribuídos a V.Sa. ou caso nossa empresa dê instruções para que os bens não sejam distribuídos a V.Sa.;

- nossa empresa não entregue documentos satisfatórios ao banco depositário; ou
- o banco depositário determine que a distribuição, no todo ou em parte, a V.Sa. não seja razoavelmente viável.

O produto de tal venda será distribuído a detentores como na hipótese de distribuição em dinheiro.

Resgate

Temos o direito de resgatar as ações depositadas junto ao custodiante somente em relação ao resgate geral de nossas Ações preferenciais. Notificaremos o banco depositário quanto a qualquer resgate dessa forma realizado. Se for razoavelmente viável e se nossa empresa fornecer toda a documentação prevista no Contrato de Depósito, o banco depositário enviará aviso por correio aos detentores acerca do resgate.

O custodiante será instruído a restituir as ações que estejam sendo resgatadas contra o pagamento do preço de resgate aplicável. O banco depositário converterá os recursos do resgate recebido em dólares dos Estados Unidos de acordo com os termos do Contrato de Depósito e estabelecerá os procedimentos para capacitar os detentores a receber o produto líquido do resgate quando da restituição de suas ADSs ao banco depositário. V.Sa. poderá ter que pagar taxas, despesas, impostos e demais encargos governamentais quando do resgate de suas ADSs. Se menos da totalidade das ADSs estiverem sendo resgatadas, as ADSs a serem resgatas serão escolhidas por lote ou em bases proporcionais, conforme o banco depositário vier a determinar.

Alterações que Afetam as Ações Preferenciais

Os direitos dos detentores de Ações Preferenciais não poderão ser alterados sem o consentimento dos detentores da maioria das Ações Preferenciais. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Direitos dos Acionistas – Alterações nos Direitos dos Acionistas”.

Se qualquer tal alteração viesse a ocorrer, suas ADSs, na extensão permitida por lei, confeririam direito de receber os bens recebidos ou permutados com relação às Ações Preferenciais mantidas em depósito. O banco depositário poderá nessas circunstâncias entregar novas ADSs a V.Sa. ou exigir a permuta de suas ADSs existentes por novas ADSs. Se o banco depositário não puder distribuir esses bens a V.Sa. nos termos da lei, ele poderá vender esses bens e distribuir o produto líquido a V.Sa. como na hipótese de distribuição em dinheiro.

Emissão de ADSs mediante Depósito de Ações Preferenciais

O banco depositário poderá criar ADSs em favor de V.Sa., caso V.Sa. ou sua corretora deposite Ações Preferenciais junto ao custodiante. O banco depositário entregará essas ADSs à pessoa que V.Sa. indicar somente após V.Sa. pagar quaisquer taxas de emissão aplicáveis bem como quaisquer encargos e impostos devidos em decorrência da transferência das Ações Preferenciais ao custodiante. A capacidade de V.Sa. de depositar Ações Preferenciais e receber ADSs poderá ficar limitada por fatores ligados à legislação dos Estados Unidos e do Brasil aplicável à época do depósito.

A emissão de ADSs poderá ser adiada até que o banco depositário ou o custodiante receba confirmação de que todas as aprovações necessárias foram concedidas e as Ações Preferenciais foram devidamente transferidas ao custodiante. O banco depositário somente emitirá ADSs em números inteiros.

Quando V.Sa. fizer depósito de Ações Preferenciais ficará responsável por transferir a legítima propriedade ao banco depositário. Assim sendo, V.Sa. será havida por declarar e garantir que:

- as Ações Preferenciais encontram-se devidamente autorizadas, validamente emitidas, totalmente integralizadas, não são passíveis de chamadas adicionais e foram obtidas nos termos da lei;
- todos os direitos de preferência (e direitos similares), se houver, atinentes às Ações Preferenciais foram validamente renunciados ou exercidos;
- V.Sa. encontra-se devidamente autorizado a depositar as Ações Preferenciais;
- as Ações Preferenciais apresentadas para depósito encontram-se livres e desembaraçadas de quaisquer ônus, gravames, direitos de garantia, encargos, onerações ou pleitos adversos e não são, e as ADSs que possam ser emitidas quando do depósito em questão não serão, “valores mobiliários restritos” (conforme definição contida no Contrato de Depósito); e
- as Ações apresentadas para depósito não foram privadas de quaisquer direitos.

Se qualquer das declarações ou garantias estiver, de qualquer modo, incorreta, nossa empresa e o banco depositário, às expensas de V.Sa., praticarão todos e quaisquer atos necessários para sanar as conseqüências das declarações inexatas.

Retirada de Ações quando do Cancelamento de ADSs

Na qualidade de detentor, V.Sa. terá direito de apresentar suas ADSs ao banco depositário para cancelamento e então receber o correspondente número de Ações Preferenciais que lhe sejam subjacentes nos escritórios do custodiante. A capacidade de V.Sa. de retirar as Ações Preferenciais poderá ficar limitada por fatores da legislação dos Estados Unidos e do Brasil aplicável à época da retirada. A fim de retirar as Ações Preferenciais representadas por suas ADSs, V.Sa. deverá pagar ao depositário as taxas de cancelamento de ADSs e quaisquer encargos e impostos aplicáveis quando da transferência das Ações Preferenciais que estejam sendo retiradas. V.Sa. assumirá o risco de entrega de todos os recursos e valores mobiliários quando da retirada. Uma vez canceladas, as ADSs não terão quaisquer direitos ao amparo do Contrato de Depósito.

Se V.Sa. detiver ADR registrado em seu nome, o banco depositário poderá pedir que V.Sa. forneça comprovação de identidade e autenticidade de qualquer assinatura bem como os demais documentos que o banco depositário venha a reputar apropriados antes de cancelar suas ADSs. A retirada das Ações Preferenciais representadas por suas ADSs poderá ser adiada até que o banco depositário receba comprovação satisfatória de cumprimento de todas as leis e regulamentos aplicáveis. Favor ter em mente que o banco depositário somente aceitará para cancelamento ADSs que representem número inteiro de valores mobiliários depositados.

V.Sa. terá o direito de retirar os valores mobiliários representados por suas ADSs a qualquer tempo:

- ressalvados atrasos temporários que possam surgir em razão de (i) os livros de transferência das Ações Preferenciais ou ADSs estarem fechados; ou (ii) as Ações Preferenciais estarem imobilizadas em função de assembléia geral ou pagamento de dividendos;
- ressalvadas obrigações de pagar taxas, impostos e encargos similares; e
- ressalvadas restrições impostas em virtude de leis ou regulamentos aplicáveis a ADSs ou à retirada de valores mobiliários depositados.

O Contrato de Depósito não poderá ser modificado a fim de prejudicar o direito de V.Sa. de retirar os valores mobiliários representados por suas ADSs, exceto para atender disposições cogentes de lei.

Direitos de Voto

Na qualidade de detentor, V.Sa. possui, de modo geral, o direito ao amparo do Contrato de Depósito de instruir o banco depositário a exercer os direitos de voto, se houver, atinentes às Ações Preferenciais representadas por suas ADSs. Os direitos de voto de detentores de Ações Preferenciais estão limitados a circunstâncias especiais e encontram-se descritos no Item 10. Informações Adicionais “Estatuto Social.”

Mediante solicitação de V.Sa., o banco depositário distribuirá a V.Sa. qualquer convocação de assembléia geral recebida de nossa empresa juntamente com informações explicitando como instruir o banco depositário a exercer os direitos de voto dos valores mobiliários representados pelas ADSs.

Se o banco depositário receber tempestivamente instruções de voto de detentor de ADSs, ele envidará esforços para votar os valores mobiliários representados pelas ADSs do detentor em conformidade com essas instruções de voto.

Favor observar que a capacidade do banco depositário de cumprir instruções de voto poderá ficar limitada por restrições de ordem prática e legal e pelos termos dos valores mobiliários depositados. Não podemos lhe garantir que V.Sa. receberá materiais de voto tempestivamente de modo a capacitá-lo, por sua vez, a tempestivamente encaminhar instruções de voto ao banco depositário. Os valores mobiliários com relação aos quais nenhuma instrução de voto tenha sido recebida não serão votados.

Taxas e Encargos

Na qualidade de detentor de ADSs, V.Sa. deverá pagar as seguintes taxas de serviço ao banco depositário:

Serviço	Taxas
Emissão de ADSs	Até 5 por ADS emitida
Cancelamento de ADSs	Até 5 por ADS cancelada
Exercício de direitos de aquisição de ADSs adicionais	Até 5 por ADS emitida
Distribuição de dividendos em dinheiro	Nenhuma taxa (enquanto for vedado pela NYSE)
Distribuição de ADSs em conformidade com bonificação em ações ou outras distribuições de ações a título gratuito	Nenhuma taxa (enquanto for vedado pela NYSE)
Distribuição de produto em dinheiro	Até 2 por ADS detida (ou seja, quando da venda de direitos)]

Na qualidade de detentor de ADS, V.Sa. também ficará responsável pelo pagamento de certas taxas e despesas incorridos pelo banco depositário e certos impostos e encargos governamentais tais como:

- taxas em função da transferência e registro de Ações Preferenciais cobrados pelo agente de registro e pelo agente de transferência das Ações Preferenciais no Brasil (ou seja, quando do depósito e retirada de Ações Preferenciais);
- despesas incorridas para conversão de moeda estrangeira em dólares dos Estados Unidos;
- despesas de transmissão de telegrama, telex e fax e de entrega de valores mobiliários; e
- impostos e tarifas quando da transferência de valores mobiliários (ou seja, quando Ações Preferenciais são depositadas ou retiradas de depósito).

Nossa empresa comprometeu-se a pagar certos outros encargos e despesas do banco depositário. Observe que as taxas e encargos que V.Sa. poderá ficar obrigado a pagar poderão variar ao longo do tempo e poderão ser alterados por nossa empresa e pelo banco depositário. V.Sa. receberá notificação prévia dessas alterações.

Aditivos e Rescisão

Poderemos avançar com o banco depositário a modificação do Contrato de Depósito a qualquer tempo sem o consentimento de V.Sa. Comprometemo-nos a transmitir aviso aos detentores com trinta dias de antecedência de quaisquer modificações que prejudicariam de maneira relevante qualquer de seus direitos substantivos ao amparo do Contrato de Depósito. Não consideramos prejudicial de maneira relevante a seus direitos substantivos quaisquer modificações ou complementações que sejam razoavelmente necessárias para que as ADSs sejam registradas ao amparo do Securities Act ou sejam qualificadas para liquidação sob a forma escritural, em cada caso, sem a imposição ou aumento das taxas e encargos que caibam a V.Sa. pagar. Ademais, talvez não sejamos capazes de transmitir a V.Sa. aviso prévio de quaisquer modificações ou complementações que sejam necessárias para viabilizar o cumprimento de disposições de lei aplicáveis.

V.Sa. ficará vinculado pelas modificações do Contrato de Depósito caso continue detendo suas ADSs após as modificações do Contrato de Depósito entrarem em vigor. O Contrato de Depósito não poderá ser aditado a fim de impedir V.Sa. de retirar as Ações Preferenciais representadas por suas ADSs (exceto nos casos previstos em lei).

Temos o direito de orientar o banco depositário a rescindir o Contrato de Depósito. De igual modo, o banco depositário poderá, em certas circunstâncias, por iniciativa própria, rescindir o Contrato de Depósito. Em qualquer dos casos, o banco depositário deverá transmitir aviso aos detentores com antecedência de, no mínimo, 30 dias da rescisão.

Quando da rescisão, de acordo com o Contrato de Depósito, ocorrerá o quanto segue:

- pelo prazo de seis meses a contar da rescisão, V.Sa. poderá solicitar o cancelamento de suas ADSs e a retirada das Ações Preferenciais representadas por suas ADSs bem como a entrega de todos os demais bens mantidos pelo banco depositário com relação às Ações Preferenciais nos mesmos termos que anteriormente à rescisão. Durante esse prazo de seis meses o banco depositário continuará a cobrar todas as distribuições recebidas com relação às Ações Preferenciais depositadas (ou seja, dividendos) porém não distribuirá quaisquer tais bens até que V.Sa. solicite o cancelamento de suas ADSs.

- Após a expiração desse prazo de seis meses, o banco depositário poderá vender os valores mobiliários mantidos em depósito. O banco depositário conservará o produto dessa venda e quaisquer outros recursos mantidos por conta dos detentores de ADSs em conta sem rendimento de juros. Nesse caso, o banco depositário não terá nenhuma obrigação para com os detentores, exceto prestar contas dos recursos à época detidos por conta dos detentores de ADSs ainda não pagos.

Livros do Depositário

O banco depositário manterá registros dos detentores de ADSs em seus escritórios. V.Sa. poderá examinar tais registros nesses escritórios durante o horário de expediente normal, porém exclusivamente para o fim de estabelecer comunicação com os demais detentores no tocante a matérias de interesse comercial referentes às ADSs e ao Contrato de Depósito.

O banco depositário manterá em Nova York estabelecimentos para registro e processamento da emissão, cancelamento, grupamento, desdobramento e transferência de ADRs. Esses estabelecimentos poderão ser fechados de tempos em tempos, na extensão não vedada por lei.

Limitações a Obrigações e Responsabilidades

O Contrato de Depósito limita nossas obrigações bem como as obrigações do banco depositário para com V.Sa. Favor observar o quanto segue:

- Nossa empresa e o banco depositário estão obrigados somente a praticar os atos expressamente indicados no Contrato de Depósito sem culpa ou má-fé.
- O banco depositário exonera-se de qualquer responsabilidade por qualquer falha em executar instruções de voto, por qualquer forma pela qual voto seja manifestado ou pelo efeito de qualquer voto, contanto que aja de boa-fé e em conformidade com os termos do Contrato de Depósito.
- O banco depositário exonera-se de qualquer responsabilidade por qualquer falha em determinar a legalidade ou viabilidade de qualquer ato, pelo teor de qualquer documento enviado a V.Sa. por conta de nossa empresa ou pela exatidão de qualquer tradução de tal documento, pelos riscos de investimento associados ao investimento em Ações Preferenciais, pela validade ou valor das Ações Preferenciais, por quaisquer conseqüências fiscais que decorram da titularidade de ADSs, pela solidez financeira de quaisquer terceiros, por permitir a caducidade de quaisquer direitos nos termos do Contrato de Depósito, pela tempestividade de qualquer de nossos avisos ou por nossa falha em transmitir avisos.
- Nossa empresa e o banco depositário não ficarão obrigados a praticar qualquer ato que seja incompatível com os termos do Contrato de Depósito.
- Nossa empresa e o banco depositário exoneram-se de qualquer responsabilidade caso sejamos impedidos ou proibidos de agir em função de qualquer lei ou regulamento, de qualquer disposição de nosso Estatuto Social, de qualquer disposição de quaisquer valores mobiliários depositados ou em razão de qualquer caso fortuito ou guerra ou demais circunstâncias fora de nosso controle.
- Nossa empresa e o banco depositário exoneram-se de qualquer responsabilidade em razão de qualquer exercício ou não exercício de qualquer poder discricionário previsto no Contrato de Depósito ou no Estatuto Social de nossa empresa ou em quaisquer disposições dos valores mobiliários depositados.
- Nossa empresa e o banco depositário também exoneram-se de qualquer responsabilidade por qualquer ação ou omissão com respaldo em recomendação ou informação recebida de advogados, contadores, qualquer pessoa que esteja apresentando Ações para depósito, qualquer detentor de ADSs ou representantes legais dos mesmos, ou de qualquer outra pessoa que qualquer um de nós acredite de boa-fé ser competente para dar recomendações ou prestar informações.
- Nossa empresa e o banco depositário também se exoneram de responsabilidade pela incapacidade dos detentores de se beneficiarem de qualquer distribuição, oferta, direito ou outro benefício que seja colocado a disposição de detentores de Ações Preferenciais, porém que não esteja, nos termos do Contrato de Depósito, disponível a V.Sa.
- Nossa empresa e o banco depositário poderão se fiar, independentemente de qualquer responsabilidade, em qualquer aviso, solicitação ou outro documento escrito que acreditem ser autêntico e ter sido firmado ou apresentado pelas partes competentes.

Operações de Pré-Liberação

O banco depositário poderá, em certas circunstâncias, emitir ADSs antes de receber depósito de Ações Preferenciais ou liberar Ações Preferenciais antes de receber ADSs. Essas operações são comumente denominadas “operações de pré-liberação”. O Contrato de Depósito limita a dimensão total de operações de pré-liberação e impõe uma série de condições a essas operações (ou seja, a necessidade de receber garantia, o tipo de garantia necessária, as declarações necessárias de corretoras, etc.). O banco depositário poderá conservar a remuneração recebida das operações de pré-liberação.

Impostos

V.Sa. ficará responsável pelos impostos e demais encargos governamentais incidentes sobre as ADSs e os valores mobiliários representados pelas ADSs. Nossa empresa, o banco depositário e o custodiante poderemos deduzir de qualquer distribuição os impostos e encargos governamentais devidos por detentores bem como poderemos vender todos e quaisquer bens depositados para pagar os impostos e encargos governamentais devidos por detentores. V.Sa. ficará responsável por qualquer insuficiência caso o produto da venda não cubra os impostos devidos.

O banco depositário poderá recusar-se a emitir ADSs, entregar, transferir, desdobrar e agrupar ADRs ou liberar valores mobiliários depositados até que todos os impostos e encargos sejam pagos pelo competente detentor. O banco depositário e o custodiante poderão tomar medidas administrativas razoáveis para obter restituições de imposto assim como imposto de retenção na fonte reduzido no que toca a quaisquer distribuições em favor de V.Sa. Entretanto, V.Sa. poderá ficar obrigado a fornecer ao banco depositário e ao custodiante comprovação da situação de contribuinte e residência bem como as demais informações que o banco depositário e o custodiante venham a exigir para cumprir obrigações previstas em lei. V.Sa. deverá indenizar nossa empresa, o banco depositário e o custodiante por quaisquer pleitos referentes a impostos fundados em qualquer benefício fiscal obtido por V.Sa.

Conversão de Moeda Estrangeira

O banco depositário providenciará a conversão de todas as moedas estrangeiras recebidas em dólares dos Estados Unidos caso essa conversão seja viável e distribuirá os dólares dos Estados Unidos de acordo com os termos do Contrato de Depósito. V.Sa. poderá ter que pagar taxas e despesas incorridas na conversão de moeda estrangeira, tais como taxas e despesas incorridas no atendimento de controles cambiais e demais exigências governamentais.

Se a conversão de moeda estrangeira não for viável ou lícita, ou se quaisquer aprovações necessárias forem negadas ou não puderem ser obtidas a um custo razoável ou dentro de prazo razoável, o banco depositário poderá, a seu critério, praticar os seguintes atos:

- Converter a moeda estrangeira, na extensão viável e lícita, e distribuir os dólares dos Estados Unidos aos detentores a quem a conversão e distribuição seja lícita e viável.
- Distribuir a moeda estrangeira a detentores a quem a distribuição seja lícita e viável.
- Conservar a moeda estrangeira (sem responsabilidade por juros) por conta dos competentes detentores.

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 - [Reservado]

Item 16 - [Reservado]

Item 17 - Demonstrações Financeiras

Não aplicável

Item 18 - Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 a F-66 do presente Termo de Registro.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente Termo de Registro segundo o Formulário 20-F:

- Relatórios dos Auditores Independentes
- Balanços Patrimoniais Auditados em 31 de dezembro de 2000 e 1999
- Demonstrações do Resultado Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000
- Notas Explicativas das demonstrações financeiras do encerramento do exercício.
- Balanço Patrimonial Não Auditado de 31 de março de 2001
- Demonstrações do Resultado (prejuízo) Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001 e 2000
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001 e 2000
- Notas Explicativas das demonstrações financeiras intercalares.

Item 19 - Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente Termo de Registro:

Nº do Anexo	Documento	Nº da Página
1	Estatuto Social, conforme alterado, vigente desde 30 de abril de 2001	
2.1	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	
2.2	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	
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	
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	
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	
4.4	Contrato de 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	
10.1	Carta Consentimento da Arthur Andersen S/C	

ASSINATURAS

Certificamos, por meio deste instrumento, que nossa empresa atende a todas as exigências para arquivamento contidas no Formulário 20-F e devidamente fizemos com que o presente Termo de Registro fosse firmado em nosso nome pelo infra-assinado para tanto devidamente autorizado.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Por:

Nome: Djalma Bastos de Moraes

Cargo: Diretor-Presidente e Presidente do Conselho de Administração

Data: 14 de agosto de 2001.

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

ADRs.....	2, 88
ADSS.....	2, 88
American Depositary Shares.....	2
ANEEL.....	14
Regulamentos do Anexo V.....	80
Agentes comercializadores.....	A-9
Rede Básica.....	29
Junta Comercial de Minas Gerais.....	72
Brasil.....	1
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.....	1
Conta CCC.....	A-12
CCQ.....	41
CEB.....	25
CEMIG.....	1
Banco Central.....	1
CESP.....	A-11
CHESF.....	A-1
mcd.....	36
CNPE.....	A-4
Código.....	85
Mercado Comercial.....	9
Comissão.....	1
Ações Ordinárias.....	2
Companhia.....	1
CONAMA.....	38
Concessões.....	17
COPAM.....	38
CORDs.....	40
COS.....	39
CPMF.....	13
CRC.....	16, 78
Contrato de Cessão da CRC.....	16, 78
Plano Cruzado.....	63
CVM.....	19
CVRD.....	25
DNAEE.....	14, A-4
Eletobrás.....	A-1
Eletronorte.....	A-1
Eletronuclear.....	A-2
Eletrosul.....	A-1
ERM.....	A-12
FEAM.....	37
União.....	13
Mercado Flutuante.....	9
Forluz.....	62

FURNAS	A-1
Gasmig	22
GCOI	77
GCPS	A-1
GDP	A-2
Gerasul	A-1
Retorno Garantido	A-5
GW	2
GWh	2
IBAMA	38
IBGE	A-2
IGP-DI	1
IGP-M	A-6
Infovias	22
IOF	84
IPP	A-8
IPPs	23
kW	2
kWh	2
MAE	28, A-4
Acordo de Mercado	A-4
MGI	36
MME	A-1
MW	2
MWh	2
Conselho Monetário Nacional	19
Detentor não brasileiro	81
taxa para compra ao meio-dia	1
NYSE	5
ONS	24, A-5
Mercado de Balcão	67
PCBs	39
PLC	40
Ações Preferenciais	2
Edital de Licitação	A-9
Fundo RGR	A-12
Securities Act	21
SIESE	A-2
Southern	14, 55, 60
APEs	23
Norte-americano	80
GAAP Norte-americanos	1
Fundo UBP	A-12

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Tarifa Média: Total das receitas de vendas dividido pelo total de megawatts-hora (MWh) vendido em cada período de cálculo, incluindo, no caso da CEMIG, eletricidade não faturada. O total das receitas de vendas, para fins de cálculo da tarifa média ou tarifa, inclui tanto faturamento bruto antes de dedução de imposto de valor agregado, como vendas de eletricidade não faturada sobre as quais esses impostos ainda não tiverem incidido.

BNDES: *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, o banco estatal de desenvolvimento nacional do Brasil.

mcd: Metros cúbicos por dia.

Distribuição: Distribuição é a transferência de eletricidade a partir das redes de transmissão em pontos de entrega de energia e respectiva entrega a consumidores por meio do sistema de distribuição. O sistema de distribuição da CEMIG consiste de uma ampla rede predominantemente aérea e subestações com voltagens sucessivamente mais baixas (23kV e abaixo). A eletricidade chega aos clientes, por exemplo, clientes residenciais, pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e concessionárias de serviços públicos a uma voltagem de 220/127V.

Distribuidor: Empresa que fornece energia elétrica a um grupo de clientes por meio de rede de distribuição.

Consumidor Final: Parte que utiliza eletricidade para suas próprias necessidades.

Unidade de Geração: Gerador elétrico em conjunto com a turbina ou outro dispositivo que o aciona.

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.

GCOI: Grupo Coordenador para Operação Interligada.

GCPS: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos.

Usina Hidrelétrica: Unidade de geração que emprega energia hidráulica para acionar o gerador elétrico.

Alta Voltagem ou Tensão: Classe de sistema de voltagens nominais igual ou maior a 100.000 volts e menor que 230.000 volts.

Capacidade Instalada: O nível de eletricidade que pode ser entregue a partir de determinada unidade de geração em bases de carga total contínua sob condições especificadas pelo fabricante.

Sistema Interligado: Sistemas ou redes para transmissão de eletricidade, interligados por meio de um ou mais conexões (linhas e/ou transformadores).

Sistema Interligado - Sul/Sudeste: O Sistema Interligado que une as redes de distribuição e transmissão do Sul, Sudeste e Centro-oeste.

PIE: Produtor Independente de Energia, pessoa jurídica ou consórcio detentor de concessão ou autorização para geração de energia destinada à venda por sua própria conta a concessionárias de serviços públicos ou Clientes Não Regulamentados.

Itaipu: Itaipu Binacional, usina hidrelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e Paraguai.

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.

Megavoltampère (MVA): Mil Volt-ampères.

Região Centro-Oeste: Os estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás e o Distrito Federal.

Minas Gerais: O estado de Minas Gerais, Brasil.

ONS: Operador Nacional do Sistema, instituição responsável pelo planejamento operacional, administração de geração e transmissão e planejamento de investimentos em transmissão do setor elétrico.

Autoprodutor: consumidor eletrointensivo detentor de concessão, permissão ou autorização para produzir eletricidade para consumo próprio.

Região Sul: Os Estados do Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

Região Sudeste: Os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo.

Mercado à Vista: Mercado no qual os produtos são pagos à vista e entregues imediatamente.

Governo Estadual: O governo de Minas Gerais.

Subestação: Conjunto de equipamentos que realiza chaveamentos e/ou altera ou regula a voltagem da eletricidade de um sistema de transmissão e distribuição.

Transmissão: Transferência de eletricidade de grandes volumes (em linhas com capacidade entre 500 kV e 34,5 kV) a partir de instalações de geração para o sistema de distribuição em estação central de carga por meio da rede de transmissão. A rede de transmissão da CEMIG consiste de 3.084 milhas de linhas de tensão extra-alta de 500 kV e 230 kV.

Usina Termelétrica: Unidade de geração que emprega combustível de combustão, como carvão, óleo, diesel, gás natural ou outro hidrocarboneto, como fonte de energia para acionar o gerador elétrico.

UFIR: Unidade Fiscal de Referência, medida de inflação.

Eletricidade Não Faturada: Eletricidade que foi entregue a um cliente, mas cuja fatura ainda não tenha sido emitida pela concessionária.

Clientes Não Regulamentados: (i) clientes existentes com demanda de pelo menos 10 MW e que recebem eletricidade a nível de voltagem igual ou maior a 69 kV; (ii) clientes novos com demanda de pelo menos 3 MW a qualquer voltagem; (iii) grupos de clientes sujeitos a contrato com a concessionária de distribuição local; (iv) clientes que, durante mais de 180 dias, não receberem fornecimento de concessionária de distribuição local; e (v) certos outros clientes.

Concessionária: Empresa detentora de concessão ou autorização para explorar a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil.

Volt: Unidade básica de voltagem elétrica.

Watt: Unidade básica de energia elétrica.

Usina Eólica: Unidade de geração que emprega a energia do vento para acionar o gerador elétrico.

ANEXO A

O Setor Elétrico Brasileiro

Visão Geral do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro consiste de dois grandes sistemas interligados - um para as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste do Brasil e o outro para as regiões Norte/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 hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios de armazenamento. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica de 200.000 MW, dos quais foram desenvolvidos apenas 31%.

A tabela abaixo apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até o primeiro trimestre de 2001 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	56.518	3.924
2000	58.954	5.843
2001 (até 31 de março de 2001)	59.649	5.843

Fonte: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas ou GCPS.

O Brasil apresenta capacidade instalada de 65,5 GW, da qual aproximadamente 91% é hidrelétrica. Esse número 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, aprovou um plano de expansão de dez anos (2000 - 2009) nos termos do qual a capacidade instalada do Brasil deverá aumentar para 107,2 GW até 2009, da qual 25% deverá ser termelétrica e 75% hidrelétrica. Há aproximadamente 190.000 quilômetros de redes de transmissão no Brasil.

Aproximadamente 40,7% da capacidade de geração instalada e 51% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operados pela Eletrobrás, empresa detida pelo 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 a empresas de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A., ou Eletronuclear, constituída subsequentemente à cisão parcial de FURNAS. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são detidas por empresas elétricas 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 Procura de Eletricidade

Entre 1986 e 2000, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu aproximadamente 4,4% ao ano (de 166.734 GWh para 305.570 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,5% ao ano (de 25,6 milhões a 47,2 milhões) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 3,2% ao ano (de 42.619 MW para 65.800 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, entre 1986 e o primeiro trimestre de 2001.

<u>Ano</u>	<u>Consumo de Eletricidade (em GWh)</u>	<u>Consumo de Eletricidade (% de Crescimento)</u>	<u>Crescimento do PIB (%)</u>	<u>População (em milhões)</u>
1986	166.734	10,60	7,5	133,5
1987	179.067	7,40	3,5	136,0
1988	187.373	4,64	(0,1)	138,7
1989	196.069	4,64	3,2	141,3
1990	204.440	4,27	(4,3)	144,1
1991	213.483	4,42	0,3	146,9
1992	217.408	1,84	(0,8)	148,7
1993	226.179	4,03	4,2	151,6
1994	231.641	2,41	6,0	154,1
1995	248.693	7,36	4,3	156,0
1996	259.322	4,27	3,6	159,0
1997	276.798	6,74	3,0	159,6
1998	287.515	3,87	0,15	161,8
1999	292.188	1,63	0,8	163,9
2000	305.570	4,58	4,2	169,6
2001 (até 31 de março de 2001)	78.686	X	X	169,6

Fontes: Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica ou SIESE; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ou IBGE

Entre 1986 e o primeiro trimestre 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 2001 - 2010 do GCPS, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir 5,9% ao ano nesse período de 10 anos. A tabela a seguir ilustra a composição prevista da taxa de crescimento de consumo por região:

<u>Período</u>	<u>Taxa de Crescimento de Consumo (ao ano)</u>					
	<u>Norte Isolada</u>	<u>Norte Integrada</u>	<u>Nordeste Integrada</u>	<u>Sudeste/ Centro-Oeste Integrada</u>	<u>Sul Integrada</u>	<u>Média do Brasil</u>
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

A tabela a seguir fornece informações sobre as probabilidades de racionamento de energia nas regiões Sul e Centro-Oeste/Sudeste nos próximos anos:

<u>Região</u>	<u>Probabilidade de Racionamento de Energia</u>				
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Sul	7,7%	11,2%	1,0%	0,1%	0,1%
Centro-oeste/Sudeste	10,0%	11,1%	3,4%	1,8%	1,1%

Fonte: GCPS

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no último plano de 10 anos da Eletrobrás. De acordo com esse plano, para atender à demanda, a capacidade instalada do Sistema Interligado precisaria atingir 75 GW até 2002 (a partir de um nível de 65 GW em dezembro de 2000).

Restrições e Racionamento

A baixa quantidade de chuvas e 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 5 de maio de 2001. A Medida Provisória Nº 2.147 (atualizada pela Medida Provisória Nº 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 Sudoeste 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 nº 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 serão 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 deixarem de reduzir seu consumo e consumirem acima de 200 KWh por mês estarão 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.

O Governo Federal poderá promulgar restrições adicionais e mais restritivas sobre o fornecimento ou consumo de eletricidade no futuro.

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 se-tor. 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.

1. 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 estatais 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 concorrência, 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 Mercado Atacadista de Energia (conforme definição abaixo) que incluirá contratos de fornecimento de energia bilaterais de longo prazo e mercado à vista de curto prazo fundado, em última instância, no custo de geração marginal;
- (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.

2. Agências Regulatórias

Até recentemente, 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 sobre requerimentos de concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (ii) analisar requerimentos de fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de eletricidade; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico; e (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos.

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 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 formulação 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 Mercado Atacadista de Energia Elétrica - 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 nº 290 o qual: (i) está atualmente sendo examinado pelos agentes de mercado; (ii) deverá ser firmado pelos agentes de mercado; e (iii) 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 operacional de geração, organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, garantia de acesso a 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; e

(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.

3. 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 respeita 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:

$$IRT = \frac{VPA + VPB (IVI \pm X)}{RA}$$

Onde:

- IRT é o índice de ajuste de tarifa;
- VPA representa 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 RGT], 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, índice similar ao índice de preços do varejo,
- X é 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; 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 e 2000 nossa empresa recebeu aumentos médios de 4,54%, 20,78% e 12,23%, respectivamente.

Em junho de 2000, o negócio de transmissão teve receita máxima de R\$ 158 milhões. Até junho de 2001 essa receita máxima tinha aumentado para R\$ 171 milhões de acordo com o IGP-M.

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 de fornecimento inicial (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 de fornecimento inicial 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 a cada quatro anos de acordo com fator de produtividade.

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 serão revistas anualmente em razão da inflação. No futuro, encargos de uso da rede de transmissão serão objeto de estudo e proposta por parte do ONS. Proprietários de diferentes segmentos da rede de transmissão, que integram a Rede Básica de acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, 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 em contrapartida ao pagamento de tarifas publicadas. Os demais segmentos da rede de transmissão, que não integrem a Rede Básica, 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 nº 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 de transmissão básica inclui todas as linhas de transmissão com voltagem igual ou superior a 230 kV, conforme definição contida na Resolução nº 245 da ANEEL de 31 de julho de 1998 e listadas na Resolução nº 166 da ANEEL de 31 de maio 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 a ser aplicada a contratos de fornecimento inicial entre o ONS e as distribuidoras. Em julho de 2001, a ANEEL aumentou essa tarifa para R\$ 3.612,19/MW. Em junho de 2000, 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. Em junho de 2001, a ANEEL aumentou essa tarifa para R\$ 1.955,38/MW.

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.

4. 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 fevereiro 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 sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado 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.

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.

A companhia que adquire ações de geradora ou distribuidora em decorrência de privatização de companhia de energia elétrica estadual ou federal não está imediatamente sujeita aos limites acima, contanto que essa companhia tenha contrato com a ANEEL que a obrigue a observar esses limites no prazo de 24 meses a contar da data em que o contrato de concessão seja assinado. No final desse período, o Governo Federal, por meio de leilão, venderá a parcela de ações que ultrapasse os limites e indenizará o titular das ações por 90% do valor líquido da venda.

Em maio de 1998, o Governo Federal instituiu o MAE por meio do Acordo de Mercado. 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 de fornecimento inicial 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 de fornecimento inicial em 2000 e 2001. Os volumes e voltagens a serem fornecidos em 2002 serão iguais aos fornecidos em 2001.

De 2003 a 2005, a eletricidade a ser contratada nos contratos de fornecimento inicial será reduzida a cada ano até 25% da energia contratada para 2002. As geradoras e distribuidoras ficarão livres para negociar novos contratos a preços de mercado para substituir os volumes não contratados. A energia que não for contratada nos termos do sistema dos contratos de fornecimento inicial e a energia excedente serão negociadas diretamente no mercado à vista. No final de 2005, as distribuidoras e geradoras ficarão livres para negociar todas as suas necessidades de energia ou produção com qualquer fornecedor ou varejista, conforme o caso. As distribuidoras deverão, a todo tempo, ter 85% de sua energia coberta por contratos a fim de evitar expor os consumidores finais à volatilidade dos preços de mercado. As regras do MAE não se aplicarão à eletricidade gerada por Itaipu. A energia de Itaipu será objeto de contratos específicos celebrados entre as concessionárias que operam no sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste e em FURNAS ou na Eletrosul.

Ademais, o MAE também ficará 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 a energia que não esteja compromissada 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, também foi introduzido o conceito de “consumidor livre”, que atualmente consiste nos consumidores que: (i) possuem potência mínima de 3 MW, fornecida a uma voltagem de 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 adquirir energia somente 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 acesso aberto 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 prevêm 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.

5. 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 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, 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição, e 20 anos para a renovação de concessões existentes.

A Legislação do Setor Elétrico tratou da questão 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 nº 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. Esse Edital 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 pagamento à União em contraprestação ao recebimento da concessão.

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 de energia, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos autoprodutores estão sujeitos 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 Autoprodutor de Energia 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 Autoprodutor de Energia. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive, usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle de distribuidoras e geradoras anteriormente detidas pela União 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.”

6. 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.

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 60 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 nº 1.717/95 em 24 de novembro de 1995. De acordo com o Decreto nº 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.

7. Privatização

Desde 1995, várias concessionárias elétricas federais e estaduais foram privatizadas. A União 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 remanescentes da Eletrobrás (FURNAS, CHESF e Eletronorte) também estão sendo preparadas para privatização.

Também estão ocorrendo privatizações de concessionárias elétricas na esfera estadual:

- O Estado do Rio de Janeiro alienou seu controle da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – 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 – 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 Matogrossenses 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 e Companhia Energética do Maranhão (2000).

8. 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 fundo de reserva destinado a prover recursos a essa indenização, denominado Fundo RGR. 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 Notas 19(b) de nossas demonstrações financeiras de final de exercício e 10(b) das demonstrações financeiras intercalares. Nos últimos anos, nenhuma concessão 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 até 2002.

A União impôs quota aos PIEs similar à quota cobrada das companhias de geração do setor público no que respeita à RGR. Os PIEs estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público - 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 à União.

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, a União 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 térmicas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas térmicas construídas após essa data não terão direito a subsídios da Conta CCC. A proteção de riscos hidrológicos entre usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está atualmente sendo fornecida por meio de Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O MRE assegurará que, sob condições operacionais normais, os geradores hidrelétricos receberão a receita associada a seu direito de energia assegurada mediante alocação de geração das que possuem superávit àquelas deficitárias.

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.

9. Regulamentos Ambientais

A Constituição Brasileira confere tanto à União quanto aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e editar regulamentação ao amparo dessas leis. A par da regulamentação ambiental promulgada pela União, os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa. Por conseguinte, a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual e não federal. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições a atividades que, de resto, poderia exercer.

Nos últimos anos diversos diplomas ambientais importantes foram aprovados. Principalmente, entrou em vigor a Lei Federal nº 9605 de 12 de fevereiro de 1998 que estabeleceu regime geral de responsabilidade por infrações à legislação ambiental que inclui sanções administrativas, civis e penais. Com relação ao setor hidrelétrico em particular, recentes leis e diplomas legais federais estabeleceram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos para tratar das questões ambientais principais com as quais se deparam o setor hidrelétrico e os usuários de recursos hídricos. Atualmente, o Congresso Nacional está discutindo a possibilidade da criação da Agência Nacional de Águas que regularia e supervisionaria o uso de recursos hídricos. Quando essa agência passar a operar, as companhias hidrelétricas de geração serão cobradas pelo uso de água a um índice de 0,75% da geração valorado de acordo com imposto de referência estabelecido especialmente para esse fim.

O Congresso Nacional também está discutindo reformas do Código Florestal Brasileiro. Essas reformas propostas poderiam ter impacto significativo na viabilidade econômica e novos empreendimentos do setor de energia elétrica, particularmente, no setor hidrelétrico. Uma das disposições propostas estabelece a obrigação da operadora de instalação hidrelétrica e reservatório vizinho de adquirir ou de outro modo estabelecer área de preservação ambiental permanente ao redor do reservatório. No que respeita a maioria desses reservatórios, a área de preservação deverá cobrir, no mínimo, uma faixa de terra de 100 metros em volta do reservatório.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Demonstrações Contábeis Consolidadas 31 de Dezembro de 2000, 1999 e 1998
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG:

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG e suas subsidiárias em 31 de dezembro de 2000 e 1999, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, das mutações do patrimônio líquido e fluxo de caixa para cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2000. Estas demonstrações contábeis são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossas auditorias.

Nossas auditorias foram conduzidas 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 contábeis não apresentem erros relevantes. Uma auditoria inclui exames, com base em testes, das evidências que suportam os saldos e as divulgações das demonstrações contábeis. Uma auditoria também inclui a avaliação dos princípios contábeis utilizados e as estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração, bem como a avaliação das demonstrações contábeis apresentadas em seu conjunto. Acreditamos que nossos exames fornecem base razoável para nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis 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 2000 e 1999, e os resultados consolidados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2000, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

Belo Horizonte, Brasil,

27 de março de 2001

Arthur Andersen S/C

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999

(Expressos em milhões de Reais)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	31 de Dezembro	
	2000	1999
A T I V O		
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 5)	303	86
Contas a receber (nota 6)	668	460
Tributos a recuperar	25	112
Almoxarifado	12	14
Outros	78	96
	<u>1.086</u>	<u>768</u>
INVESTIMENTOS (nota 7)	51	42
IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 8)	<u>10.415</u>	<u>10.535</u>
OUTROS ATIVOS:		
Contas a receber (nota 6)	-	70
Títulos e valores mobiliários (nota 9)	61	41
Impostos sobre a renda diferidos (nota 4)	770	811
Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3)	953	809
Outros	78	52
	<u>1.862</u>	<u>1.783</u>
Total do Ativo	<u>13.414</u>	<u>13.128</u>
P A S S I V O		
CIRCULANTE:		
Fornecedores (nota 10)	237	222
Salários e contribuições sociais	80	84
Tributos a pagar (nota 11)	78	74
Dividendos e juros sobre capital próprio	174	183
Empréstimos a curto prazo (nota 12)	82	122
Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo (nota 12)	502	337
Encargos do consumidor a recolher (nota 13)	90	69
Venda antecipada de energia elétrica (nota 14)	71	80
Provisão para contingências (nota 16)	150	174
Outros	84	117
	<u>1.548</u>	<u>1.462</u>
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Financiamentos a longo prazo (nota 12)	1.088	1.039
Venda antecipada de energia elétrica (nota 14)	33	99
Obrigações com benefícios pós-emprego (nota 15)	1.803	1.734
Imposto de renda diferido (nota 4)	612	673
Provisão para contingências (nota 16)	136	126
Outros	30	29
	<u>3.702</u>	<u>3.700</u>
PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA	<u>2</u>	<u>2</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO: (nota 17)		
Capital Social - ações com valor nominal de R\$ 0,01		
Ações preferenciais - 89.504.020 mil autorizadas e emitidas	786	786
Ações ordinárias - 69.495.478 mil autorizadas e emitidas	610	610
	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	3.299	3.353
Lucros acumulados não apropriados	735	502
Itens registrados diretamente no patrimônio líquido	<u>(438)</u>	<u>(457)</u>
	<u>8.162</u>	<u>7.964</u>
Total do passivo e patrimônio líquido	<u>13.414</u>	<u>13.128</u>

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

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS RESULTADOS PARA OS ANOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 e 1998**

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

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Anos findos em 31 de Dezembro de		
	2000	1999	1998
RECEITAS OPERACIONAIS: (nota 18)			
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais	4.478	3.678	3.159
Impostos sobre receitas - ICMS	(956)	(796)	(679)
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado	145	63	132
Uso de rede básica de transmissão	139	71	2
Outras receitas operacionais	124	93	61
Receitas operacionais	<u>3.930</u>	<u>3.109</u>	<u>2.675</u>
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Eletricidade adquirida para revenda (nota 19)	(819)	(727)	(481)
Gás adquirido para revenda	(60)	(36)	(20)
Uso de rede básica de transmissão	(243)	(151)	(71)
Depreciação e amortização	(583)	(555)	(441)
Pessoal	(466)	(391)	(408)
Encargos do consumidor (nota 19)	(433)	(258)	(206)
Serviços de terceiros	(195)	(153)	(126)
Outros impostos	(174)	(137)	(88)
Custo de benefícios pós-emprego (nota 15)	(238)	(193)	(475)
Materiais e suprimentos	(71)	(59)	(45)
Outros (nota 19)	(208)	(290)	(133)
Total de custos e despesas operacionais	<u>(3.490)</u>	<u>(2.950)</u>	<u>(2.494)</u>
Lucro operacional	<u>440</u>	<u>159</u>	<u>181</u>
OUTRAS RECEITAS (DESPESAS):			
Receitas financeiras (nota 20)	269	276	157
Despesas financeiras (nota 20)	(311)	(571)	(197)
	<u>(42)</u>	<u>(295)</u>	<u>(40)</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	398	(136)	141
IMPOSTOS SOBRE A RENDA - crédito (despesa) (nota 4)	(32)	114	148
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	<u>366</u>	<u>(22)</u>	<u>289</u>
Quantidade média de ações em circulação (em milhares)(nota 2 ^o s ^o)	<u>158.931.715</u>	<u>158.931.715</u>	<u>158.935.843</u>
Lucro (prejuízo) básico e diluído por mil ações ordinárias e preferenciais - em reais	<u>2,30</u>	<u>(0,14)</u>	<u>1,82</u>
ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Lucro (prejuízo) líquido após os itens de resultados considerados como efeito no patrimônio líquido	<u>19</u>	<u>(168)</u>	<u>1</u>
	<u>385</u>	<u>(190)</u>	<u>290</u>

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

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS ANOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998**

(Expressos em milhões de reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Anos findos em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	366	(22)	289
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa gerado nas atividades operacionais:			
Depreciação e amortização	583	555	441
Perda (ganho) com variação monetária ou cambial - longo prazo	(82)	182	(21)
Perda na baixa de imobilizado	79	18	12
Custos com plano de aposentadoria	77	45	351
Provisão para contingências e contas a receber	(8)	143	140
Imposto de renda diferido - (créditos) despesas	(30)	(79)	(228)
Outros	11	(3)	(11)
Redução (aumento) de ativos:			
Contas a receber	(214)	(102)	(78)
Tributos a recuperar	87	(62)	86
Almoxarifado	2	12	12
Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	17	24	54
Outros	(23)	(44)	14
Aumento (diminuição) em passivos:			
Fornecedores	15	41	66
Salários e contribuições sociais	(4)	11	(25)
Tributos a pagar	4	(14)	(169)
Encargos do consumidor a recolher	21	21	4
Provisão para contingências	-	(188)	-
Venda antecipada de energia elétrica	(76)	171	(60)
Outros	6	68	52
Caixa líquido obtido das atividades operacionais	<u>831</u>	<u>777</u>	<u>929</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:			
Financiamentos a longo prazo obtidos	320	319	143
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(282)	(350)	(163)
Adiantamento para aumento futuro de capital	-	8	17
Dividendos e juros sobre o capital próprio	(196)	(278)	(544)
Caixa obtido das (utilizado em) atividades financeiras	(158)	(301)	(547)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Resgate (aquisição) de depósitos temporários	-	13	(55)
Novos investimentos	(11)	(33)	(2)
Aquisição de imobilizado	(445)	(427)	(481)
Caixa utilizado em atividades de investimento	(456)	(447)	(538)
AUMENTO (REDUÇÃO) DAS DISPONIBILIDADES DISPONIBILIDADES:	<u>217</u>	<u>29</u>	<u>(156)</u>
Início do ano	86	57	213
Final do ano	<u>303</u>	<u>86</u>	<u>57</u>
	<u>217</u>	<u>29</u>	<u>(156)</u>
INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA:			
Tributos pagos (imposto de renda e contribuição social)	53	-	82
Juros pagos	122	118	87

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

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS ANOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998**

(Expressos em milhões de reais, exceto a quantidade de ações e o lucro por ação)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Anos findos em 31 de Dezembro de		
	2000	1999	1998
CAPITAL SOCIAL			
Ações preferenciais	786	786	786
Ações ordinárias	<u>610</u>	<u>610</u>	<u>610</u>
	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO:	<u>3.170</u>	<u>3.170</u>	<u>3.170</u>
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais-			
Saldo no início do ano	41	40	29
Transferência de (para) lucros acumulados não apropriados	<u>-</u>	<u>1</u>	<u>11</u>
Saldo no final do ano	<u>41</u>	<u>41</u>	<u>40</u>
Reserva de contas de resultado a compensar			
Saldo no final do ano	<u>2.680</u>	<u>2.680</u>	<u>2.680</u>
Reserva de lucros não realizados:			
Saldo no início do ano	538	598	664
Transferência de (para) lucros acumulados não apropriados	<u>(54)</u>	<u>(60)</u>	<u>(66)</u>
Saldo no final do ano	<u>484</u>	<u>538</u>	<u>598</u>
Reserva legal:			
Saldo no final do ano	<u>94</u>	<u>94</u>	<u>94</u>
	<u>3.299</u>	<u>3.353</u>	<u>3.412</u>
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo no início do ano	502	820	986
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	366	(22)	289
Transferências de (para) reservas	54	59	55
Dividendos-			
2000 - R\$ 1.17 por lote de mil ações	(187)	-	-
1999 - R\$ 2.23 por lote de mil ações	-	(355)	-
1998 - R\$ 3.21 por lote de mil ações	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(510)</u>
Saldo no final do ano	<u>735</u>	<u>502</u>	<u>820</u>
ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Saldo no início do ano	(457)	(289)	(290)
Perdas não realizadas em títulos e valores mobiliários	20	5	(9)
Ajuste nas obrigações mínimas com benefícios pós-emprego	8	(255)	11
Impostos sobre a renda	<u>(9)</u>	<u>82</u>	<u>(1)</u>
Saldo no final do ano	<u>(438)</u>	<u>(457)</u>	<u>(289)</u>
Patrimônio Líquido no final do ano	<u>8.162</u>	<u>7.964</u>	<u>8.509</u>

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998

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

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

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 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 fornecimento de energia elétrica. A Companhia também mantém operações em outras atividades relacionadas a energia.

Como uma concessionária de serviço público de eletricidade, a Companhia está sujeita a normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agência do Governo Federal brasileiro (“Governo Federal”). As várias concessões para geração, transmissão e distribuição de energia da Companhia expirarão entre os anos de 2004 e 2035, sujeitas a renovações em condições específicas.

A CEMIG possui participação societária nas seguintes empresas:

- a. Sá Carvalho S.A. (participação de 100,00%) - Suas principais atividades são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina hidrelétrica de Sá Carvalho, adquirida em 2000 da ACESITA.
- b. Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100,00%) - Suas principais atividades são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina térmica de Ipatinga.
- c. Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG (participação de 95,12%) - Suas principais atividades são a exploração, produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados. A concessão para o período de 30 anos, iniciada em 1993, foi outorgada pelo Governo do Estado de Minas Gerais.
- d. Empresa de Infovias S.A. (participação de 49%) - Suas principais atividades são a prestação e exploração de limitado serviço especializado na área de telecomunicações, por meio de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e associados, ainda em fase pré operacional.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Na preparação de suas demonstrações contábeis, a CEMIG adotou os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (“U.S. GAAP”). A preparação destas demonstrações requer que a Administração efetue estimativas e adote premissas para o registro de ativos, passivos, receitas e despesas. As demonstrações contábeis aqui apresentadas, incluem estimativas relativas a vida útil dos itens do imobilizado, provisões para contingências, estimativas de obrigações com benefícios pós-emprego e outras estimativas similares. Os valores efetivos podem diferir daqueles estimados.

- (a) Base de Apresentação - As demonstrações contábeis foram preparadas de acordo com o U.S. GAAP, que diferencia-se em certos aspectos dos princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil aplicados pela CEMIG em suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e também daquelas preparadas e arquivadas de acordo com normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A Companhia concluiu que não está sujeita às normas prescritas no Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) 71 “Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation” (Normas para registro contábil referentes a regulamentações específicas) uma vez que a estrutura de determinação das tarifas no Brasil, como melhor descrito na nota 3, não contempla a recuperação de custos operacionais específicos. Assim sendo, a Companhia adotou as práticas contábeis aplicáveis às empresas em geral.

- (b) Correção Monetária Integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia hiperinflacionária (inflação acumulada em um período de três anos excedia a 100%) e, para efeito de U.S. GAAP, a Companhia elaborou suas demonstrações contábeis 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 contábeis.

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 hiperinflacionária para as normas do U.S. GAAP e, desta maneira, a Companhia deixou de corrigir monetariamente suas demonstrações contábeis 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 dessa data.

Os valores apresentados em moeda de capacidade aquisitiva constante 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 contábeis societárias da Companhia, elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações em função de: (i) a partir de 1 de janeiro de 1996, a correção monetária das demonstrações contábeis 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 os índices oficiais de correção monetária para fins de demonstrações contábeis societárias e o IGP-DI e; (iii) ajustes para adequação ao U.S.GAAP. Os impostos sobre o lucro e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações contábeis elaboradas de acordo com Lei das Sociedades por Ações.

- (c) Bases para Consolidação - As demonstrações contábeis consolidadas incluem as contas da CEMIG e suas subsidiárias Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG. Na consolidação, o investimento da Companhia no patrimônio líquido das subsidiárias e todos os saldos e transações relevantes entre as empresas foram eliminados. A subsidiária onde o controle é exercido em conjunto com outros acionistas não é consolidada. 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 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 - Consiste em caixa e bancos e aplicações financeiras de curto prazo com realização em três meses ou menos, apresentadas ao valor de custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço.
- (f) Contas a receber - Incluem valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos clientes, registrados pelo regime de competência, na data do balanço. Encargos decorrentes de atrasos também são contabilizados. A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativa da Administração, em valor suficiente para cobrir as perdas previsíveis na data do balanço. Em 1999, o saldo de contas a receber renegociado de clientes industriais específicos foi registrado com base nos montantes do fluxo de caixa futuro, descontado a valor presente pelas taxas de mercado.
- (g) Almoxxarifado - São registrados pelo menor valor entre o custo de aquisição e valor de reposição. Materiais a serem utilizados em construções são registrados no imobilizado.
- (h) Investimentos - Na empresa controlada em conjunto, Empresa de Infovias S.A., é contabilizada pelo método de equivalência patrimonial. Outros investimentos são registrados ao custo, atualizado monetariamente até 31 de dezembro de 1997, reduzido de provisão para perdas, quando aplicável.
- (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, incorridos durante o período de construção, são capitalizados. A depreciação é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Gastos com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos. O resultado líquido da baixa de imobilizado é contabilizado como resultado operacional.

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). De acordo com o SFAS 121, quando eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais requeiram, e pelo menos uma vez por ano, a CEMIG procede aos cálculos do fluxo de caixa não descontado de seu ativo em operação para determinar a necessidade de provisão para sua realização. Não foi identificada nenhuma necessidade de provisão até a data das presentes demonstrações contábeis.

- (j) Títulos e valores mobiliários - A Companhia classifica seus títulos e valores mobiliários como "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). Assim, os ganhos e as perdas não realizados são registrados no patrimônio líquido como "Itens registrados diretamente no patrimônio líquido".
- (k) Contas de resultado a compensar (CRC) a receber do Governo de Minas Gerais - O saldo é atualizado por juros significativamente inferiores aos que a Companhia poderia obter no mercado financeiro. "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 descontou a valor presente este ativo, por considerá-lo como um recebível comercial e em função do extenso prazo de recebimento.
- (l) Receitas, Custos e Despesas - As receitas, custos e despesas são contabilizadas pelo regime de competência, ou seja, quando os produtos e serviços são fornecidos, independente de quando o recebimento ou pagamento ocorre.

As receitas de fornecimento de energia são contabilizadas quando dos fornecimentos. O faturamento é mensal e realizado ao longo do mês. 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 a venda de energia com tarifas predeterminadas e indexadas contratualmente. A receita é contabilizada quando do fornecimento de energia, reduzindo em contrapartida o saldo de venda antecipada de energia elétrica.

O ICMS, imposto estadual incidente sobre vendas a consumidores finais, é faturado aos consumidores e contabilizado como parte da receita de fornecimento de energia elétrica. O ICMS a pagar ao Estado é contabilizado como dedução da receita de fornecimento de energia elétrica, numa linha separada das receitas operacionais na demonstração do resultado.

O fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado é contabilizado quando do fornecimento e faturado mensalmente.

A receita do uso de rede básica de transmissão é contabilizada no mês em que as redes são utilizadas por outras concessionárias.

A receita de venda de gás é contabilizada quando do fornecimento.

A receita de serviços inclui as taxas de religação e outros serviços relacionados, sendo contabilizados quando da sua prestação. As receitas de taxas de religação não são diferidas em função das mesmas serem próximas do custo dos serviços.

- (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), que estabelece o método dos ativos e passivos para determinação dos impostos correntes e diferidos. Desta forma, os efeitos das diferenças entre a base fiscal dos ativos e passivos e os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis são tratados como diferenças temporárias para a constituição de impostos diferidos.

A CEMIG contabiliza o crédito tributário decorrente do prejuízo fiscal operacional, líquido da respectiva provisão para perdas sobre as parcelas consideradas pela Administração como não realizáveis em exercícios futuros.

- (n) Contingências - A CEMIG contabiliza provisão para contingências de acordo com o SFAS 5 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 obrigações com pensões por empregadores) tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. A CEMIG também estabeleceu um plano 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 benefícios pós-emprego além dos 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 os valores relativos às férias dos empregados para cada período e também os 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 programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de evitar riscos contingentes relacionados às questões ambientais. Os custos 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 constituída até a presente data.
- (q) Itens registrados diretamente no patrimônio líquido - A CEMIG contabiliza alguns itens de ganhos e perdas de acordo com SFAS 130 "Reporting Comprehensive Income" (Divulgação de itens registrados diretamente no patrimônio líquido) e optou por apresentá-los na mutação do patrimônio líquido. Estes itens contemplam 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 e obrigações mínimas com benefícios pós-emprego de acordo com o SFAS 87.
- (r) Demonstração dos fluxos de caixa - Investimentos de curto prazo com liquidez e vencimento em até 90 dias são considerados como disponibilidades.
- (s) Lucro (prejuízo) por ação - Considerando-se que cada classe de ações participa igualmente nessa divisão, o lucro por ação é obtido dividindo o lucro líquido pelo número médio de ações ordinárias e preferenciais durante o período. 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 nas bolsas de valores brasileiras. O número médio de ações em períodos anteriores em que houve distribuição de dividendos ou bonificações de ações foi ajustado retroativamente. A Companhia não apresenta potencial de diluição das ações ordinárias e preferenciais.
- (t) Informações por segmento - A Companhia opera apenas em um segmento, de forma que suas receitas operacionais decorrem substancialmente do fornecimento de energia elétrica para consumidores finais no Estado de Minas Gerais.

3. LEGISLAÇÃO TARIFÁRIA E RECUPERAÇÃO DO DÉFICIT TARIFÁRIO (CONTAS DE RESULTADOS A COMPENSAR - CRC) CEDIDO AO ESTADO DE MINAS GERAIS

(a) Legislação sobre tarifas

Até 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 a concessão incluídos na base tarifária; e (ii) as tarifas cobradas por cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todo o Brasil, apesar dos custos de distribuição de eletricidade nas regiões remotas do país serem maiores.

Nesta estrutura tarifária, a taxa de retorno real garantida era definida pela agência reguladora 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 a taxas de retorno efetivas de todas as concessionárias fossem iguais à média nacional do setor.

Na maioria das companhias concessionárias, o déficit 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 ao referido déficit. Até 1992, essa transação era contabilizada em conta de compensação e não como uma conta patrimonial.

A Lei Nº 8.631 de 04 de março de 1993, modificada pela lei Nº 8.724 de 28 de outubro de 1993, e regulamentações relacionadas, introduziram mudanças significativas na estrutura que regulamentava o processo de determinação tarifária de energia no Brasil, como segue: (i) extinção da conta de CRC e permissão às concessionárias com saldos de CRC positivos para compensá-lo contra quaisquer obrigações que possuíssem com outras concessionárias, com instituições financeiras federais e com o Governo Federal e, (ii) extinção do conceito de retorno garantido. No novo sistema de determinação tarifária, cada concessionária deve submeter uma estrutura tarifária, com base nas suas próprias circunstâncias, para aprovação pelas autoridades regulamentadoras federais. Cada concessionária foi obrigada a submeter uma proposta de reajuste tarifário à ANEEL para o período de 1994-1996 e para cada período de três anos subsequente, com base na estrutura de custos de cada companhia.

A tarifa proposta deve ser calculada considerando-se o nível de remuneração desejado pela concessionária, assim como os seguintes custos: despesas operacionais, inclusive de pessoal, materiais e custos dos serviços de terceiros; custos da eletricidade de Itaipú e da eletricidade fornecida por outras concessionárias; depreciação e amortização, contribuições ao fundo RGR; outros encargos regulamentares e as despesas tributárias, exceto imposto de renda e contribuição social.

Em 30 de junho de 1994, o Governo Federal emitiu certas regulamentações provisórias em conexão com seu plano de estabilização econômica. Estas regulamentações, entre outras medidas, suspenderam o processo de determinação de tarifas estabelecido pela Lei Nº 8.631, e estabeleceram que as tarifas seriam fixadas anualmente a partir de 1º de julho de 1995. Desde então, estes procedimentos não foram modificados e a Companhia obteve aumento das tarifas em novembro de 1995, abril de 1997, 1998 e junho de 1999 e maio de 2000.

(b) CRC transferida ao Governo do Estado de Minas Gerais

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 aprovado pela agência federal reguladora. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades controladas pelo Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de maio de 1995, o saldo de R\$ 867 referente à CRC a receber pela CEMIG do Governo Federal foi transferido para o Governo do Estado de Minas Gerais através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado de Minas Gerais concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizado monetariamente com base na variação da UFIR acrescida de juros de 6% ao ano. Este crédito está garantido por valores a receber pelo Governo Estadual do Governo Federal.

Devido a extinção da UFIR em Outubro de 2000, a CEMIG negociou e assinou um aditivo ao contrato com o Governo do Estado para alterar o índice UFIR do contrato original para IGP-DI, a partir de 1º de Novembro de 2000. Suportado por parecer da Procuradoria Geral do Estado de Minas Gerais, a CEMIG registrou no resultado do ano findo em 31 de Dezembro de 2000, a atualização monetária deste recebível, no valor de R\$ 68, baseado no IPCA-E para o período de janeiro a outubro de 2000, e baseado no IGP-DI após essa data.

Em 31 de dezembro de 2000, o saldo referente a CRC monta R\$ 953, incluindo R\$ 197 de parcelas vencidas, relativos aos meses de abril a dezembro de 1999 e de março a dezembro de 2000, correspondendo a 19 parcelas e respectivos encargos. A Companhia está negociando com o Governo do Estado de Minas Gerais os termos de recebimento desta quantia.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado.

4. IMPOSTOS SOBRE A RENDA DIFERIDOS

Os impostos incidentes sobre a renda no Brasil incluem o imposto de renda federal e a contribuição social sobre o lucro (correspondente a um imposto de renda federal adicional). As alíquotas conjuntas aplicáveis foram de 33% (25% para o imposto de renda e 8% para a contribuição social) em 1998, 37% (contribuição social aumentou para 12%) em 1999. Para o ano de 2000, a alíquota conjunta é de 34% (25% para o imposto de renda e 9% para a contribuição social). 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, equivalente à promulgação de uma lei. Para fins do US GAAP, os impostos diferidos existentes em 31 de dezembro de 2000 e 1999 foram calculados considerando a alíquota de contribuição social de 8%.

(a) Conciliação de impostos sobre a renda

A partir de 1º de janeiro de 1996, as companhias brasileiras foram autorizadas a efetuar pagamento de juros sobre o capital próprio. O cálculo é realizado com base no patrimônio líquido registrado nas demonstrações contábeis societárias. A taxa de juros aplicada não deverá exceder a taxa de juros de longo prazo estipulada pelo Banco Central do Brasil, e o juros pagos não deverão exceder 50% do lucro líquido do ano ou 50% dos lucros retidos acrescidos das reservas de lucros.

As quantias pagas em decorrência de juros sobre o 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 a redução dos impostos a pagar equivalente a 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.

Os montantes apresentados como créditos tributários (despesa) de imposto de renda e contribuição social nas demonstrações financeiras conciliados com as alíquotas nominais oficiais são assim apresentados:

	Ano findo em 31 de Dezembro de		
	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda	398	(136)	141
Crédito tributário (despesa) aplicando alíquotas nominais oficiais	(131)	45	(46)
Juros sobre o capital próprio (dividendos dedutíveis fiscalmente)	62	69	129
Amortização de obrigações especiais	40	37	28
Contribuição social – depreciação	-	(14)	(8)
Encargos financeiros capitalizados de acordo com os princípios contábeis brasileiros	-	(8)	39
Diferença de alíquota	(2)	(11)	-
Outros	(1)	(4)	6
Crédito tributário (despesa) apresentado no resultado	<u>(32)</u>	<u>114</u>	<u>148</u>

(b) Análise de impostos diferidos

As alterações de alíquotas de impostos tornam-se efetivas no ano seguinte ao que foram aprovadas. Desta forma, os saldos de crédito tributário para 31 de dezembro de 2000 foram computados a taxas esperadas para entrarem em vigência no ano seguinte. Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2000 e 31 de dezembro de 1999 foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 33%. Os principais componentes dos créditos tributários são:

	<u>31 de Dezembro de</u>	
	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Ativos de longo prazo		
Obrigações com benefícios pós-emprego	595	572
Ajuste a valor presente do CRC do Governo do Estado de Minas Gerais	94	98
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social	-	35
Outras diferenças temporárias	<u>81</u>	<u>106</u>
	<u>770</u>	<u>811</u>
Passivos de longo prazo		
Efeitos de diferenças entre ativos não monetários relacionados ao imobilizado e montantes ajustados para U.S. GAAP	(596)	(658)
Outras diferenças temporárias	<u>(16)</u>	<u>(15)</u>
	<u>(612)</u>	<u>(673)</u>

Em 2000 e 1999, os créditos tributários referentes a custos de benefícios pós-emprego (nota 15) e perda não realizada nos títulos de valores mobiliários disponíveis para venda (nota 9) foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido, no montante de R\$ 9 e R\$ 82, respectivamente.

5. DISPONIBILIDADES

	<u>31 de Dezembro de</u>	
	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Caixa e bancos	59	27
Investimentos a curto prazo, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento avaliados a valor de mercado	<u>244</u>	<u>59</u>
	<u>303</u>	<u>86</u>

6. CONTAS A RECEBER

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por tipo de consumidores para os períodos indicados:

	A	<u>Vencidos</u>		<u>31 de Dezembro de</u>	
		<u>Até</u>	<u>Mais de</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
	<u>vencer</u>	<u>90 dias</u>	<u>90 dias</u>		
Residencial	168	29	17	214	209
Industrial	110	24	24	158	124
Comercial	62	16	6	84	72
Rural	20	7	1	28	22
Entidades governamentais	22	9	15	46	41
Serviço público	30	8	8	46	43
Subtotal	<u>412</u>	<u>93</u>	<u>71</u>	<u>576</u>	<u>511</u>
Suprimento	40	12	91	143	12
	<u>452</u>	<u>105</u>	<u>162</u>	<u>719</u>	<u>523</u>
Provisão para devedores duvidosos	-	-	-	(51)	(63)
Curto prazo	-	-	-	<u>668</u>	<u>460</u>
Longo prazo	-	-	-	<u>-</u>	<u>70</u>

Não há nenhum cliente que represente mais que 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2000 e 1999.

A movimentação da provisão para devedores duvidosos é demonstrada da seguinte forma:

	Ano findo em 31 de Dezembro de		
	2000	1999	1998
Saldo no início do ano	63	35	37
Contas baixadas	(18)	(6)	(5)
Provisão constituída no ano	6	34	3
Saldo no final do ano	<u>51</u>	<u>63</u>	<u>35</u>

7. INVESTIMENTOS

A tabela abaixo apresenta os investimentos da Companhia:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Investimentos em empresas coligadas-		
Empresa de Infovias S.A	33	25
Outros investimentos, avaliados pelo custo	18	17
	<u>51</u>	<u>42</u>

Em 31 de dezembro, a Companhia possuía 33.906.698 ações, correspondentes a 49% do capital da Empresa de Infovias S.A., fundada em 13 de janeiro de 1999 como uma provedora de serviços de telecomunicações de banda larga no Brasil.

O Conselho de Administração autorizou a CEMIG a dar garantias para o financiamento da Empresa de Infovias S.A., no montante de US\$ 40 milhões (quarenta milhões de dólares). O pagamento das prestações vincendas que não puderem ser honradas pela INFOVIAS, poderão ser considerados como aumento de capital pela subscrição de ações preferenciais de emissão da INFOVIAS.

8. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado da Companhia:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Em serviço		
Geração -		
Hidrelétrica	7.792	7.705
Termelétrica	264	157
Transmissão	1.393	1.350
Distribuição	6.825	6.360
Administração	410	364
Outros	47	44
	<u>16.731</u>	<u>15.980</u>
Depreciação e amortização acumuladas		
Geração	(3.398)	(3.222)
Transmissão	(670)	(615)
Distribuição	(2.685)	(2.457)
Administração	(212)	(176)
Outros	(8)	(7)
	<u>(6.973)</u>	<u>(6.477)</u>
Total em serviço	<u>9.758</u>	<u>9.503</u>
Imobilizações em curso		
Geração	94	92
Transmissão	13	33
Distribuição	491	824
Administração	55	81
Outros	4	2
Total Imobilizações em curso	<u>657</u>	<u>1.032</u>
Total	<u>10.415</u>	<u>10.535</u>

Antes de 1999, as taxas de depreciação apresentavam-se da seguinte forma: geração hidrelétrica - 3%, geração termelétrica - 5%, transmissão - 3% e distribuição - 4%. A partir de 1º de Janeiro de 1999, de acordo com as regulamentações brasileiras, as taxas anuais de depreciação passaram a ser: de 2 a 8,3% para ativos relacionados a geração, transmissão e distribuição, 10% para móveis e instalações e 20% para veículos. Essa mudança resultou em um aumento de aproximadamente 12% na despesa de depreciação em 1999, representando uma redução no lucro líquido de aproximadamente R\$ 59, líquido de impostos (redução de aproximadamente R\$ 0,37 no lucro por mil de ações em 1999).

Os encargos financeiros capitalizados em 2000 e 1999 foram de R\$ 31 e R\$ 32, respectivamente.

De acordo com a legislação brasileira, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e fornecimento de energia não deverão ser desativados, alienados, transferidos, vendido ou dados em garantia hipotecária sem prévia autorização da ANEEL.

A CEMIG realiza obras e construção de sistemas de distribuição para benefício dos clientes, sendo estes gastos reembolsados pelos próprios clientes, prática esta normal no mercado brasileiro de energia. Esses reembolsos são contabilizados como redutores do custo de construção dos respectivos ativos.

9. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Durante 1998, a Companhia recebeu Notas do Tesouro Nacional de entidades controladas pelo governo como pagamento de contas a receber por fornecimento de energia vencidas. Esses títulos possuem vencimento previsto para 15 de abril de 2024 e estão sujeitos a variação do dólar e juros progressivos de 5,50% a 6,00% por ano. O saldo, líquido da provisão para ajuste a valor de mercado, é demonstrado como segue:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Valor de aquisição atualizado	71	65
Provisão para desvalorização ao valor de mercado	(10)	(24)
	<u>61</u>	<u>41</u>

10. FORNECEDORES

A tabela abaixo apresenta o saldo de contas a pagar a fornecedores:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Fornecedores de energia		
FURNAS - Centrais Elétricas S.A. (indexado ao Dólar norte-americano)	162	155
Outros	26	18
	<u>188</u>	<u>173</u>
Fornecedores e serviços	49	49
	<u>237</u>	<u>222</u>

11. TRIBUTOS A PAGAR

A tabela abaixo descreve os tributos a pagar da Companhia:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
A recolher		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS	34	106
Impostos sobre faturamento COFINS	13	12
Contribuição Social	7	-
Imposto de renda retido na fonte	1	13
Outros	23	13
Compensáveis		
ICMS pago antecipadamente	-	(70)
	<u>78</u>	<u>74</u>

Em dezembro de 1999, a Companhia pagou antecipadamente R\$ 70 de ICMS para o Governo do Estado de Minas Gerais, a ser compensado com ICMS devido no primeiro trimestre de 2000. Em conexão com este pré-pagamento, a Companhia compensou totalmente esta quantia contra tributos devidos ao Governo do Estado até março de 2000.

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

(a) Empréstimos a curto prazo

Em 31 de dezembro de 2000, a Companhia possuía empréstimos de curto prazo obtidos junto a bancos comerciais, com uma taxa de juros anual de 11,09%.

Em 31 de dezembro de 1999, os empréstimos de curto prazo possuíam taxas de juros de 12,50% a 29,90%.

(b) Financiamentos a longo prazo - Composição

	Juros Anuais (%)	Curto prazo	Longo prazo	31 de Dezembro de	
				2000	1999
Financiadores				Total	Total
Em moeda estrangeira					
Eurobônus com taxa fixa; vencíveis em 2004 com opção de resgate antecipado em 2001 (ver abaixo)	9,13	293	-	293	268
Banco do Brasil S.A.; vencível semestralmente até 2024	Libor semestral mais 13/16 a 7/8	5	123	128	48
Citibank	Libor semestral libor mais 2,84	15	59	74	-
Banco do Brasil S.A. - Viena	Libor semestral mais 2,70	-	69	69	-
Banco do Brasil S.A.; vencível semestralmente até 2024	4,00 a 8,00	-	66	66	130
Banco Interamericano de Desenvolvimento - (BID); vencível semestralmente até 2006	4,00 a 9,25	12	41	53	75
Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento - (IBRD); vencível semestralmente até 2002	7,25	12	6	18	27
Outros	Libor semestral mais 4,00	-	37	37	33
Fornecedores					
SIEMENS S.A.; vencível semestralmente até 2004	9,97 a Libor semestral mais 4,25	-	161	161	99
IMPISA – Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A., vencível semestralmente até 2003	9,80	46	70	116	149
Outros	6,50 to 13,18	3	22	25	58
		386	654	1.040	887
Encargos financeiros provisionados		22	-	22	17
Total de financiamentos em moeda estrangeira		408	654	1.062	904
Em moeda nacional					
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, vencível até 2024	5,00 a 10,00	89	352	441	454
UHESC S.A.	14,00	-	72	72	-
Outros	0,00 a 14,48	5	10	15	18
Total de financiamentos em moeda nacional		94	434	528	472
Total		502	1.088	1.590	1.376

A maioria dos empréstimos e financiamentos da Companhia são garantidos pelos governos federal e estadual e foram contratados pela Companhia para fornecer fundos para serem utilizados na expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição e capital de giro.

Em 18 de novembro de 1996, a Companhia emitiu Eurobônus com taxa fixa com vencimento programado para 18 de novembro de 2004. O montante principal corresponde a US\$ 150 milhões, com juros de 9,125% por ano, pagos semestralmente, começando em 18 de maio de 1997. Este montante está sujeito a liquidação antecipada em 18 de novembro de 2001, a um preço de liquidação de 98,704% da quantia principal, à opção da CEMIG ou dos investidores. O saldo do Eurobônus está classificado no balanço patrimonial como vencível em 2001.

(c) Composição dos financiamentos estrangeiros por moeda e nacionais por índice de atualização monetária:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Moeda-		
Dólar norte-americano	988	806
Marco alemão	19	7
Franco suíço	5	27
Yen japonês	2	12
Unidade de conta (cesta de moedas)	44	49
Outras moedas	4	3
	<u>1.062</u>	<u>904</u>
Índices-		
Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M	234	194
Índice Interno da Eletrobrás - FINEL	214	247
Unidade Fiscal de Referência - UFIR	80	31
	<u>528</u>	<u>472</u>
Total	<u>1.590</u>	<u>1.376</u>

(d) As principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos empréstimos e financiamentos da Companhia apresentaram as seguintes variações anuais, em percentagem:

	Ano findo em 31 de Dezembro de		
	2000	1999	1998
Moeda-			
Dólar norte-americano	9,30	48,01	8,27
Marco alemão	1,93	26,74	16,96
Franco suíço	7,66	28,36	14,24
Unidade de conta (cesta de moedas)	4,88	47,80	13,40

(e) Os principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional apresentaram as seguintes variações anuais, em percentagem:

	Ano findo em 31 de Dezembro de		
	2000	1999	1998
Índices-			
Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M	9,95	20,10	1,78
Índice Interno da Eletrobrás - FINEL	1,80	3,76	0,36
Unidade Fiscal de Referência - UFIR	-	8,92	1,65

(f) O vencimento dos empréstimos e financiamentos a longo prazo é como segue:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
2001 – Inclui o principal em Eurobônus	-	426
2002	268	127
2003	201	89
2004	149	64
2005	88	60
2006	45	35
2007 e datas posteriores	337	238
	<u>1.088</u>	<u>1.039</u>

13. ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER

A tabela abaixo descreve os encargos do consumidor a recolher:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Quota de reserva global de reversão - RGR	57	58
Conta de consumo de combustível - CCC	31	9
Outros	<u>2</u>	<u>2</u>
	<u>90</u>	<u>69</u>

(a) Quota de reserva global de reversão - RGR

A quota de 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.

14. VENDA ANTECIPADA DE ENERGIA ELÉTRICA

A venda antecipada de energia elétrica refere-se a passivos atribuíveis a fornecimento futuro de energia para consumidores industriais.

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Vendas antecipadas:		
Indexadas pelo dólar norte-americano	98	152
Indexadas a aumentos tarifários	<u>6</u>	<u>27</u>
	<u>104</u>	<u>179</u>
Circulante	71	80
Longo prazo	33	99

Os saldos de longo prazo resultam da venda efetuada no primeiro trimestre de 1999, de eletricidade para consumidores industriais, para ser fornecida nos próximos 24 a 38 meses.

15. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia patrocina um plano de aposentadoria e pensão complementar, administrado pela FORLUZ, abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o SFAS 87 “Employer’s Accounting for Pensions” (Registro de obrigações de pensões por empregadores), tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. Entretanto, a amortização do custo dos serviços passados foi calculada retroativamente a 1 de janeiro de 1989, quando a aplicação do SFAS 87 passou a ser mandatária para fundos de pensão estabelecidos fora dos Estados Unidos.

Até setembro de 1997, a Companhia patrocinava somente um plano de benefício definido. Entre 29 de setembro de 1997 e 1 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 a aquela 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 parietária 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 2000 e 1999 era R\$ 343 e R\$ 256, respectivamente, e a despesa com a contribuição para os anos findo em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998 era R\$ 28, R\$ 26 e R\$ 22, respectivamente.

CEMIG também patrocina um plano de saúde e paga seguro de vida para os empregados aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com SFAS 106 "Employers' Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions" (Registro de benefícios pós-emprego além dos planos de pensão por empregadores).

A CEMIG mantém um plano de incentivo para aposentadoria antecipada que consiste no pagamento de um adicional de 10% do valor do salário do empregado para cada ano trabalhado na Companhia. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento. Assim, o custo deste incentivo é reconhecido quando os empregados optam por essa modalidade de aposentadoria antecipada.

As modificações nas obrigações com benefícios pós-emprego para o ano findo em 31 de dezembro de 2000 e 1999 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Ano findo em 31 de Dezembro		Ano findo em 31 de Dezembro	
	2000	1999	2000	1999
Obrigação com benefício pós-emprego - início do ano	2.783	2.295	403	360
Custo do serviço	9	8	11	9
Juros sobre obrigação atuarial	219	180	33	29
Perda (ganho) atuarial	186	470	(4)	25
Benefícios pagos a participantes	(227)	(170)	(19)	(20)
Obrigação com benefício pós-emprego - final do ano	<u>2,970</u>	<u>2,783</u>	<u>424</u>	<u>403</u>

As mudanças no ativo do plano de benefícios para 31 de dezembro de 2000 e 1999 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Ano findo em 31 de Dezembro		Ano findo em 31 de Dezembro	
	2000	1999	2000	1999
Valor justo dos ativos do plano - início do ano	1.264	1.040	13	12
Contribuições do empregador	122	109	11	18
Contribuições dos participantes	1	1	-	-
Rendimento esperado nos ativos do plano	230	284	2	3
Benefícios pagos aos participantes	(227)	(170)	(13)	(20)
Valor justo dos ativos do plano - fim do ano	<u>1.390</u>	<u>1.264</u>	<u>13</u>	<u>13</u>

A situação dos planos de benefício definido e planos de saúde e seguro de aposentados é a seguinte:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Ano findo em 31 de Dezembro		Ano findo em 31 de Dezembro	
	2000	1999	2000	1999
Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano	1,580	1,519	411	390
Efeitos futuros de aumento salarial	(37)	(2)	-	-
Serviços passados diferidos, amortizáveis por um período de 18 anos, a partir de 1 de janeiro de 1989	-	-	(53)	(59)
Perda líquida diferida	(671)	(679)	(98)	(115)
Passivo líquido	<u>872</u>	<u>838</u>	<u>260</u>	<u>216</u>

Os componentes do custo líquido do período dos benefícios pós-emprego, para os anos findos em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde e seguro para aposentados		
	Anos findos em 31 de Dezembro			Anos findos em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
Custo do serviço	9	8	60	11	9	10
Juros sobre obrigação atuarial	219	180	195	33	29	24
Rendimentos esperados sobre os ativos do plano	(100)	(81)	(77)	(1)	(1)	(1)
Amortização do custo do serviço passado	-	-	25	6	6	6
Amortização de perdas	29	13	32	5	5	4
Perda na migração	-	-	203	-	-	-
Contribuições dos empregados	(1)	(1)	(28)	-	-	-
Custo líquido dos benefícios pós-emprego do período	<u>156</u>	<u>119</u>	<u>410</u>	<u>54</u>	<u>48</u>	<u>43</u>

A perda com a migração é devida à mudança no plano de pensão patrocinado pela Companhia como descrito acima.

Premissas atuarias, utilizadas para os anos findo em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1988 são as demonstradas a seguir:

Método atuarial	Unidade de crédito projetada
Taxa de desconto	8,12% por ano
Taxa de aumento nos níveis de remuneração	5,06% por ano para participantes ativos que permaneceram no plano original
Taxa de retorno de longo prazo esperada sobre ativos	8,12% por ano

Adicionalmente, foi utilizada, a tendência da taxa média ponderada dos custos médicos de 7,13% em 1995, reduzindo gradualmente até aproximadamente 2,70% em 2045, permanecendo a mesma a partir de então, como premissa para a determinação das obrigações acumuladas de benefícios pós-emprego.

A variação de um ponto percentual na tendência das taxas dos custos do plano de saúde teriam os seguintes efeitos em 31 de dezembro de 2000:

	Um ponto percentual	
	Aumento	Redução
Efeito nos componentes de custos de serviços e juros	5	4
Efeito nas obrigações do benefício pós emprego	43	33

16. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG é parte em processos legais no Brasil em razão do curso normal de suas atividades. As informações para as provisões referentes a processos fiscais e outros são as seguintes:

	31 de Dezembro de	
	2000	1999
Reclamações trabalhistas	55	54
Reclamações cíveis - consumidores	68	64
Contribuição social	132	158
Outros	<u>31</u>	<u>24</u>
	<u>286</u>	<u>300</u>
Curto prazo	150	174
Longo prazo	136	126

(a) Reclamações trabalhistas

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a horas extras e insalubridade. O valor total estimado dessas reclamações é R\$ 69 em 31 de dezembro de 2000 e 1999. A Companhia constituiu provisão para tais contingências trabalhistas no montante aproximado de R\$ 55 e R\$ 54 em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente. As provisões constituídas no ano de 2000 foram de aproximadamente R\$ 1 (R\$ 31 em 1999 e R\$ 8 em 1998). A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamentos com base em decisões judiciais recentes.

A Companhia está defendendo em conjunto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ uma reclamação do sindicato dos seus empregados (“Sindieletro”) contestando a suspensão dos aumentos das contribuições mandatárias para o fundo de pensão devido a inflação. O total dessa reclamação é de R\$ 482. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

O sindicato dos empregados da Companhia está processando a FORLUZ contestando a substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. O total dessa reclamação é de R\$ 202. Caso o Sindieletro obtenha êxito neste processo, a Companhia espera que a FORLUZ pleiteie o reembolso por parte da CEMIG dos montantes a pagar para os empregados aposentados. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

(b) Reclamações cíveis - Consumidores

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a Companhia objetivando reembolso para as quantias pagas à CEMIG decorrente do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal, “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

Durante 2000, a Companhia aumentou as reservas em virtude de prognósticos adversos em relação a estes litígios em R\$ 4 (R\$ 36 em 1999 e R\$ 2 em 1998). O valor total de exposição da Companhia nessa matéria era, aproximadamente, R\$ 68 e R\$ 64, integralmente provisionada, em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente.

(c) Contribuição Social

A Companhia vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Companhia estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R\$ 132, que está totalmente provisionado em 31 de dezembro de 2000.

(d) COFINS

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido a sentença judicial desfavorável, a Companhia pagou, em 30 de julho de 1999, o montante de R\$ 240. O valor referente ao principal, multa e juros da COFINS provisionada foi revertido e creditado no resultado do exercício no valor de R\$ 52 em 1999.

O Governo Federal está alegando que a Companhia deve R\$ 103 referente a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação.

A Companhia acredita que nenhuma perda superior à quantia provisionada para as contingências acima mencionadas terão efeito material no resultado ou na posição financeira da Companhia.

(e) Outros

Outros passivos provisionados são relacionados a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos tributos federais e outras reclamações consideradas normais ao curso das operações.

Para aqueles processos, cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis, a Companhia provisionou a totalidade da contingência.

(f) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R\$ 154 do Governo Federal brasileiro em decorrência de um erro no cálculo de créditos de CRC que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal brasileiro. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e portanto não constituiu provisão para esta causa.

17. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social

	Ano findo em 31 de Dezembro de (milhares de ações)		
	2000	1999	1998
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo no início do ano	89.504.020	89.504.020	73.137.943
Bonificação em ações	-	-	16.366.077
Saldo no final do ano	89.504.020	89.504.020	89.504.020
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo no início do ano	69.495.478	69.495.478	56.788.022
Bonificação em ações	-	-	12.707.456
Saldo no final do ano	69.495.478	69.495.478	69.495.478
AÇÕES EM TESOURARIA:			
Saldo	(55.389)	(55.389)	(55.389)
Total	158.944.109	158.944.109	158.944.109

Em 31 de dezembro de 2000, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 2% das ações preferenciais, significando uma participação de 23% no total do capital da Companhia. Os proprietários das ações preferenciais não têm direito a voto nas Assembléias 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.

(b) Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Sujeito ao direito dos acionistas preferenciais receberem um dividendo mínimo anual de 10% do capital atribuído às ações preferenciais, as ações ordinárias e preferenciais têm direito de receber um dividendo mínimo equivalente a 25% do lucro líquido anual, de acordo com a Lei das Sociedades Por Ações e conforme estabelecido no Estatuto da Companhia (após as transferências positivas e negativas das reservas conforme descrito na Lei das Sociedades Por Ações), mediante aprovação em assembléia geral ordinária. As ações ordinárias e preferenciais têm participação igualitária na distribuição de lucros e reservas. Caso a Companhia não distribua os dividendos mínimos por três anos consecutivos, as ações preferenciais ganham direito de voto, de acordo com a Lei das Sociedades Por Ações.

O Estatuto da Companhia prevê que o Governo do Estado de Minas Gerais garante dividendos mínimos de 6% sobre o valor nominal do capital (ordinária e preferencial) possuído por entidades não-governamentais se o resultado da Companhia não for suficiente para o pagamento dos dividendos mínimos descritos no parágrafo anterior. Em 2000, 1999 e 1998, 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 do imposto de renda, dos juros sobre o capital próprio pagos a acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo o ano em que os juros sobre o capital próprio são calculados.

A Companhia estabeleceu pagamento de juros sobre o capital próprio na quantia de R\$ 187 em 31 de dezembro de 2000 (R\$ 187 e R\$ 390 para 31 de dezembro, 1999 and 1998 respectivamente), ao invés de pagamento de dividendos para o ano.

(c) Reservas

As reservas que compõem o patrimônio líquido estão descritas abaixo:

Reserva de Contas de Resultado a Compensar - esta reserva representa o montante acumulado da Reserva de Contas de Resultados a Compensar registrado de acordo com a sistemática de determinação tarifária em vigor até março de 1993. Nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com a Legislação Societária Brasileira, o saldo de CRC, líquido dos impostos, foi creditado diretamente nesta reserva, e somente poderá ser utilizado para aumento de capital. Na elaboração das demonstrações contábeis de acordo com o US GAAP, este montante foi originalmente creditado no resultado, no seu valor presente, e posteriormente transferido da conta de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de incentivo fiscal - 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 contábeis preparadas de acordo com a Legislação Societária Brasileira, este montante destinado para investimentos foi contabilizado como ativo tendo como contrapartida um crédito direto nesta reserva. Este saldo é restrito a distribuição de dividendos. Na elaboração das demonstrações contábeis de acordo com o US GAAP, este investimento foi originalmente creditado no resultado e posteriormente transferido da conta de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva legal - esta reserva é obrigatória para todas as companhias brasileiras e representa a apropriação de 5% do lucro líquido do ano, como determinado no Estatuto da Companhia, até o limite de 20% do capital social. Este requerimento não é obrigatório nos exercícios nos quais a reserva legal, acrescida de outras reservas de capital excederem 30% do capital subscrito, situação esta verificada nos últimos dois anos.

Reserva de Lucros não Realizados - esta reserva representa os lucros inflacionários oriundos do sistema de correção monetária do balanço vigente até 31 de dezembro de 1995. É permitido a Companhias brasileiras a contabilização desta reserva no sentido de reduzir o lucro líquido disponível para distribuição de dividendos compulsórios. De acordo com a legislação atual, anualmente 10% do saldo desta reserva é transferido para conta de lucros acumulados não apropriados.

(d) Lucros acumulados não apropriados

Este saldo, corresponde a lucros acumulados determinados de acordo com o US GAAP: (i) após a destinação de montante para a reserva legal (quando requerido); (ii) destinação ou transferência para ou de outras reservas conforme descrito na nota 17 (c) acima; e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio conforme descrito na nota 17 (b).

A legislação brasileira permite pagamento de dividendos, somente em reais, sobre os lucros acumulados não distribuídos com base nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com a Lei das Sociedades Por Ações. Em 31 de dezembro de 2000, 1999, 1998, os lucros acumulados nas demonstrações contábeis estatutárias totalizaram R\$ 1.379, R\$ 1.219 e R\$ 1.578, respectivamente.

18. RECEITA OPERACIONAL

Segue abaixo a composição das receitas operacionais:

	Ano findo em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais	4.478	3.678	3.159
Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento de energia para consumidores finais	(956)	(796)	(679)
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado	145	63	132
Uso de rede básica de transmissão	139	71	2
Fornecimento de Gás	80	50	29
Serviços prestados	38	32	26
Outros	6	11	6
Total	<u>3.930</u>	<u>3.109</u>	<u>2.675</u>

(a) Fornecimento de energia elétrica

Segue abaixo a composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor:

	Ano findo em 31 de Dezembro					
	GWh (não auditado)			R\$		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
Residencial	7.576	7.448	7.285	1.630	1.341	1.146
Industrial	22.247	20.805	21.466	1.665	1.385	1.241
Comercial e outros	3.584	3.334	3.147	634	519	429
Rural	1.676	1.633	1.504	191	163	132
Entidades governamentais	1.491	1.442	1.394	196	166	140
Serviços públicos	934	916	872	95	83	69
Consumo próprio	62	61	72	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	67	21	2
	<u>37.570</u>	<u>35.639</u>	<u>35.740</u>	<u>4.478</u>	<u>3.678</u>	<u>3.159</u>
Suprimento	<u>4.937</u>	<u>3.708</u>	<u>4.184</u>	<u>145</u>	<u>63</u>	<u>132</u>
Total	<u>42.507</u>	<u>39.347</u>	<u>39.924</u>	<u>4.623</u>	<u>3.741</u>	<u>3.291</u>

	Número de consumidores (não auditado)		
	2000	1999	1998
	Residencial	4.248.144	4.060.681
Industrial	64.315	62.304	59.259
Comercial e outros	476.500	458.600	431.726
Rural	300.329	285.536	269.387
Entidades governamentais	44.414	42.683	42.224
Serviços públicos	6.128	5.748	5.323
Outros	1.456	1.533	1.582
	<u>5.141.286</u>	<u>4.917.085</u>	<u>4.680.108</u>
Suprimento	<u>11</u>	<u>10</u>	<u>23</u>
Total	<u>5.141.297</u>	<u>4.917.095</u>	<u>4.680.131</u>

19. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais são demonstrados da seguinte forma:

(a) Eletricidade adquirida para revenda

	Ano findo em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
De Furnas (ITAIPU)	711	717	450
De outros	108	10	31
	<u>819</u>	<u>727</u>	<u>481</u>

(b) Encargos do consumidor

	Ano findo em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
Quotas para a reserva global de reversão – RGR	104	82	69
. Quota para a conta de consumo de combustível – CCC	282	134	96
Royalties de áreas alagadas	36	33	32
Taxa de inspeção da ANEEL	11	9	9
	<u>433</u>	<u>258</u>	<u>206</u>

(c) Outros

	Ano findo em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
Seguro	13	7	5
Consumo - energia elétrica	9	8	7
Indenização trabalhista	10	12	12
Baixa de ativo permanente	66	75	20
Doações	13	10	7
Provisão para contingências-			
Reclamações trabalhistas	1	31	8
Reclamações cíveis - consumidores	4	36	2
Reclamações cíveis - outros	4	4	(11)
Litígios fiscais - FINSOCIAL	-	15	-
Provisão para devedores duvidosos	6	34	3
Aluguéis	11	15	16
Publicidade	21	10	12
Participação nos lucros	27	28	35
Despesas gerais	23	5	17
	<u>208</u>	<u>290</u>	<u>133</u>

20. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

As receitas e despesas financeiras são demonstradas da seguinte forma:

	Ano findo em 31 de Dezembro		
	2000	1999	1998
Receitas financeiras-			
Receitas de aplicações financeiras	44	29	25
Mora sobre contas a receber vencidas, registradas em regime de caixa	31	29	20
Reversão de multas e juros sobre tributos	31	52	-
Juros sobre Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3)	160	150	89
Receitas de variação monetária e cambial	3	16	23
	<u>269</u>	<u>276</u>	<u>157</u>
Despesas financeiras-			
Juros de empréstimos e financiamentos	(118)	(120)	(59)
Juros e multas sobre tributos	(35)	(24)	(55)
Despesas de variação cambial	(112)	(364)	(59)
Variação monetária, líquida	(22)	(54)	(4)
Outras despesas	(24)	(9)	(20)
	<u>(311)</u>	<u>(571)</u>	<u>(197)</u>

No período entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve o regime cambial flutuante, no qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar norte americano flutuava dentro da banda cambial e o Banco Central fazia intervenções no mercado de tempos em tempos. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda cambial correspondia ao intervalo de R\$ 1,12 a R\$ 1,22 por US\$ 1,00. No início de 1999, o Banco Central tentou controlar a desvalorização do real através da extensão do intervalo da banda cambial, na qual era permitida a comercialização do real. Entretanto, o Banco Central fracassou na intervenção na tentativa de manter a taxa de câmbio dentro da nova banda cambial. Em 15 de janeiro de 1999, em função das pressões de mercado, o Banco Central anunciou que seria permitido ao real flutuar livremente. Desde então, o Banco Central somente interveio no mercado ocasionalmente para controlar movimentações instáveis da taxa de câmbio.

As despesas de variação cambial líquida incluem R\$ 111, R\$ 327, R\$ 44 para os anos 2000, 1999 e 1998, respectivamente, relacionadas a desvalorização do real frente ao dólar norte americano. Vide nota 12 sobre a composição da dívida em moeda estrangeira e variação das moedas em cada ano apresentado.

21. TRANSAÇÕES ENTRE PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, como segue:

(a) Governo do Estado de Minas Gerais-

Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais e respectivas receitas financeiras - Nota 3 e 20

ICMS a recolher - Nota 11

Despesas ICMS - Resultado

(b) Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS

Empréstimos e financiamentos e respectivas despesas financeiras - Nota 12 e 20

(c) Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ

Planos de aposentadoria e saldos relacionados - Nota 15

A Companhia possui saldos a compensar de ICMS sobre a aquisição de ativo imobilizado, no montante de R\$ 43 e R\$ 58, incluindo no ativo circulante e realizável a longo prazo, em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente. As outras transações entre partes relacionadas não são relevantes.

22. VALOR JUSTO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Exceto pelas disponibilidades, que estão registradas pelo custo acrescido de juros e em montantes próximos ao valor de mercado, o valor registrado pela CEMIG relativo a outros instrumentos financeiros, apresentados em reais, aproximam-se a valores justos naquelas datas, refletindo o vencimento a curto prazo ou valores negociáveis em 31 de dezembro de 2000 e 1999 destes instrumentos.

Baseado nas taxas de juros contratadas pela CEMIG para empréstimos bancários com prazos de vencimento similares, o valor justo para financiamentos a longo prazo em 31 de dezembro de 2000 e 1999 aproxima-se do valor contábil. Os Eurobônus tem valor de mercado de 98,75% (aproximadamente R\$ 289) e 93,93% (aproximadamente R\$ 265) do seu valor em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente.

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através de monitoramento periódico de suas posições, diversificação de instituições e estabelecimento de limites de investimentos em cada uma das instituições.

Os instrumentos financeiros que sujeitam a CEMIG a risco de concentração de crédito são as disponibilidades, depósitos temporários e outras contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com as disponibilidades e depósitos temporários investindo em aplicações financeiras de curto prazo em instituições de primeira linha. O risco de crédito associado ao contas a receber de consumidores residenciais é limitado pelas políticas próprias de corte de fornecimento para clientes em atraso. Com relação a grandes consumidores industriais e comerciais o risco de crédito é mitigado pela análise de crédito dos clientes e, para casos específicos, com a obtenção de garantias ou aval para contas não pagas. Os consumidores atendidos pela Companhia estão, basicamente, localizados em Minas Gerais, embora atuando em diversos setores econômicos.

23. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS FINANCEIROS

A Companhia não efetuou operações com derivativos financeiros.

24. ACORDOS DE ACIONISTAS

Em 1997, o Estado de Minas Gerais vendeu aproximadamente 33% das ações ordinárias da Companhia para investidores estratégicos liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. Como parte desta operação, conduzida através de processo de licitação pública, o Estado de Minas Gerais e a Southern assinaram entre si um acordo tratando, entre outras questões, de quoruns especiais para aprovação de ações corporativas, denominados como Previsão de Quoruns Especiais.

Como descrito nesse acordo, é solicitado que as partes votem em bloco quanto a certos assuntos, incluindo certas alterações no Estatuto da Companhia, a emissão de debêntures e títulos conversíveis, a emissão de partes beneficiárias, o resgate de ações, mudanças na estrutura da Companhia e qualquer distribuição de dividendos além das requeridas pelos Estatutos da Companhia, entre outros assuntos. Como resultado desta exigência de voto, a Southern obteve um direito de veto sobre certas ações da Sociedade. O Governo do Estado, a Southern e acionistas minoritários apontam seis, quatro e um membro, respectivamente, do Conselho de Administração, assim como seus suplentes. O Governo e a Southern também apontam três e dois membros, respectivamente, para o Conselho Fiscal.

Em 1999, após a posse da nova Administração, o Governo do Estado de Minas Gerais impetrou ação anulatória contra o acordo de acionistas, baseando-se em violação da Constituição Estadual e Federal, uma vez que a Previsão de Quorum Especial transferiria ilegalmente o controle da CEMIG do Estado de Minas Gerais para a Southern. De acordo com o processo judicial, seria necessária a promulgação de Legislação Estadual para que o Governo do Estado de Minas Gerais transferisse o controle da CEMIG para a Southern. Após decisões preliminares desfavoráveis ao Estado de Minas Gerais, em 1999, o Governo do Estado obteve um mandado de segurança que suspendeu os efeitos do quorum especial até o final do processo judicial.

Em março de 2000, a justiça sentenciou o acordo de acionistas como nulo, uma vez que violava a Constituição Estadual e Federal. Houve recurso da sentença e aguarda-se decisão final da questão. Até então, o acordo dentre acionistas está suspenso.

25. FATOS RELEVANTES

(a) Desverticalização

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela Companhia. Entretanto, de acordo com os principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG pretende submeter-se a um processo de reorganização antes do final de 2001. Esta reorganização corresponderia a uma “desverticalização” na qual seriam criadas empresas de geração, transmissão e distribuição, subsidiárias integrais da CEMIG. O Governo do Estado de Minas Gerais, por considerar que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado, enviou um projeto de lei, em 02 de março de 2001, propondo a divisão da CEMIG em três empresas distintas de geração, transmissão e distribuição de energia, subsidiárias integrais de uma holding. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

O processo de desverticalização não foi concluído até o final do ano de 2000 e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R\$ 4. Não foi feita provisão em 31 de dezembro de 2000, em função da CEMIG acreditar possuir argumentos de mérito para defesa judicial dessa causa.

(b) Programa de Desligamento Voluntário

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, na reunião realizada em 06 de março de 2001, a realização de um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com prazo de adesão de 12 de março a 02 de abril de 2001.

Os incentivos para os empregados que queiram aderir ao desligamento são 60% da remuneração mensal por cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos. Adicionalmente, a CEMIG pagará integralmente os custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado.

26. PRONUNCIAMENTOS DE U.S. GAAP RECENTES AINDA NÃO ADOTADOS

Em junho de 1998, FASB emitiu SFAS 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (Contabilização para instrumentos derivativos e atividades de hedge). O referido boletim estabelece critérios para a contabilização e divulgação de instrumentos derivativos. O modelo estabeleceu, entre outras coisas, que todos os derivativos sejam reconhecidos nas demonstrações contábeis a valor justo. Este método determina que as variações no valor justos dos derivativos sejam reconhecidas no resultado, exceto se critérios pré-determinados de hedge forem cumpridos. Normas específicas de contabilização para hedge permitem que os ganhos ou perdas com operações com derivativos sejam apresentadas líquidas dos resultados com as operações de hedge na demonstração do resultado e requer que a Companhia documente formalmente, determine e avalie a efetividade das operações que receberem tratamento contábil de hedge. O SFAS 133, é mandatário para demonstrações contábeis para os anos fiscais iniciados após 15 de junho de 2000. A adoção do SFAS nº 133 não tem efeito sobre os resultados das operações e posição financeira da Companhia, de acordo com o US GAAP, em função da Companhia não possuir nenhum derivativo em 2000.

Em dezembro de 1999, a "United States Securities and Exchange Commission - SEC (Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) emitiu "Staff Accounting Bulletin" - SAB nº 101, "Views on Selected Revenue Recognition Issues" (Abordagens sobre alguns tópicos de reconhecimento de receita), onde apresenta suas considerações sobre a aplicação do U.S.GAAP em algumas situações específicas de reconhecimento de receita. O SAB No 101 tornou-se mandatário a partir do quarto trimestre de 2000. Este boletim não tem nenhum efeito significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas elaboradas acordo com o U.S.GAAP.

Em março de 2000, o "Financial Accounting Standards Board" (Conselho de Normas Contábeis Americanas), emitiu o FASB Interpretation 44 (FIN 44). O FIN 44 esclarece as aplicações do APB Opinion 25 "Accounting for Shares Issued to Employees" (Contabilização de ações emitidas para empregados), que requer avaliações específicas para os planos de pagamento de empregado com ações e é mandatário a partir de 1º de julho de 2000 e deve ser aplicado retroativamente para eventos específicos ocorridos após 15 de dezembro de 1998 mas antes de 1 de julho de 2000. A Companhia não possui nenhum ação emitida ou a emitir para seus empregados e portanto o FIN 44 não tem efeito sobre a Companhia.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Demonstrações Contábeis Consolidadas em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

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

(Expressos em milhões de Reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

A T I V O	31 de março de 2001 (não auditado)	31 de dezembro de 2000
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (Nota 5)	516	303
Contas a receber (Nota 6)	657	668
Tributos a recuperar	229	25
Almoxarifado	11	12
Outros	99	78
	<u>1.512</u>	<u>1.086</u>
INVESTIMENTOS	<u>61</u>	<u>51</u>
IMOBILIZADO, LÍQUIDO (Nota 7)	<u>10.313</u>	<u>10.415</u>
OUTROS ATIVOS:		
Títulos e valores mobiliários	74	61
Impostos sobre a renda diferidos (Nota 4)	602	770
Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (Nota 3)	994	953
Outros	93	78
	<u>1.763</u>	<u>1.862</u>
Total do Ativo	<u><u>13.649</u></u>	<u><u>13.414</u></u>

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

PASSIVO	31 de março de 2001 (não auditado)	31 de dezembro de 2000
CIRCULANTE:		
Fornecedores	215	237
Salários e contribuições sociais	111	80
Tributos a pagar	135	78
Dividendos e juros sobre capital próprio	173	174
Empréstimos a curto prazo	92	82
Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo (Nota 8)	568	502
Encargos do consumidor a recolher	79	90
Venda antecipada de energia elétrica	71	71
Provisão para contingências (Nota 10)	128	150
Outros	93	84
	<u>1.665</u>	<u>1.548</u>
EXIGIVEL A LONGO PRAZO:		
Financiamentos a longo prazo (Nota 8)	1.206	1.088
Venda antecipada de energia elétrica	18	33
Obrigações com benefícios pós-emprego	1.837	1.803
Imposto de renda diferido (Nota 4)	593	612
Provisão para contingências (Nota 10)	137	136
Outros	32	30
	<u>3.823</u>	<u>3.702</u>
PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA	<u>2</u>	<u>2</u>
PATRIMONIO LÍQUIDO:		
Capital Social - ações com valor nominal de R\$ 0.01		
Ações preferenciais - 89.436.237 mil autorizadas e emitidas	786	786
Ações ordinárias - 69.495.478 mil autorizadas e emitidas	610	610
	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	3.299	3.299
Lucros acumulados não apropriados	723	735
Itens registrados diretamente no patrimônio líquido	(429)	(438)
	<u>8.159</u>	<u>8.162</u>
Total do passivo e patrimônio líquido	<u><u>13.649</u></u>	<u><u>13.414</u></u>

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

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS NÃO AUDITADAS DOS RESULTADOS
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000**

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

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Três meses findos em 31 de março de	
	2001	2000
RECEITAS OPERACIONAIS: (Nota 11)		
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais	1.194	989
Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento para consumidores finais	(257)	(216)
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado	8	49
Uso de rede básica de transmissão	37	32
Outras receitas operacionais	33	27
Receitas operacionais líquidas	<u>1.015</u>	<u>881</u>
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:		
Eletricidade adquirida para revenda (Nota 12)	(232)	(188)
Gás adquirido para revenda	(18)	(13)
Uso de rede básica de transmissão	(66)	(56)
Depreciação e amortização	(158)	(146)
Pessoal	(160)	(108)
Encargos do consumidor (Nota 12)	(112)	(105)
Serviços de terceiros	(47)	(42)
Outros impostos	(45)	(39)
Custo de benefícios pós-emprego	(75)	(59)
Materiais e suprimentos	(17)	(15)
Outros (Nota 12)	(52)	(43)
Total de custos e despesas operacionais	<u>(982)</u>	<u>(814)</u>
Lucro operacional	<u>33</u>	<u>67</u>
OUTRAS RECEITAS (DESPESAS):		
Receitas financeiras (Nota 13)	98	92
Despesas financeiras (Nota 13)	(190)	(48)
	<u>(92)</u>	<u>44</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda	(59)	111
IMPOSTOS SOBRE A RENDA - Crédito (Despesa) (Nota 4)	47	(35)
Lucro (prejuízo) líquido do período	<u>(12)</u>	<u>76</u>
Quantidade média de ações em circulação (em milhares)	<u>158.931.715</u>	<u>158.931.715</u>
Lucro (prejuízo) básico e diluído por mil ações ordinárias e preferenciais - em reais	<u>(0,08)</u>	<u>0,48</u>
ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>9</u>	<u>2</u>
Lucro (prejuízo) líquido após os itens de resultados considerados como efeito no patrimônio líquido	<u>(3)</u>	<u>78</u>

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS NÃO AUDITADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Três meses	
	findos em 31 de março de	
	2001	2000
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:		
Lucro (prejuízo) líquido do período	(12)	76
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa gerado nas atividades operacionais:		
Depreciação e amortização	158	146
Perda (ganho) com variação monetária ou cambial - longo prazo	16	(57)
Perda na baixa de imobilizado	29	23
Custos com benefícios pós-emprego	68	53
Provisão para contingências e contas a receber	(19)	9
Imposto de renda diferido - (créditos) despesas	(13)	-
Outros	3	-
Redução (aumento) de ativos:		
Contas a receber	9	(36)
Tributos a recuperar	(43)	42
Almoxarifado	1	(5)
Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	-	17
Outros	(25)	2
Aumento (diminuição) em passivos:		
Fornecedores	(22)	(40)
Salários e contribuições sociais	31	(13)
Tributos a pagar	57	59
Encargos do consumidor a recolher	(11)	14
Venda antecipada de energia elétrica	(15)	(24)
Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo e empréstimos de curto prazo	76	7
Outros	(25)	(41)
Caixa líquido obtido das atividades operacionais	<u>263</u>	<u>232</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:		
Financiamentos a longo prazo obtidos	89	105
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(43)	(84)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	(1)	(3)
Caixa obtido das (utilizado em) atividades financeiras	<u>45</u>	<u>18</u>
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:		
Novos investimentos	(10)	(19)
Aquisição de imobilizado	(85)	(80)
Caixa utilizado em atividades de investimento	<u>(95)</u>	<u>(99)</u>
AUMENTO (REDUÇÃO) DAS DISPONIBILIDADES	<u>213</u>	<u>151</u>
DISPONIBILIDADES:		
Início do período	303	86
Fim do período	<u>516</u>	<u>237</u>
	<u>213</u>	<u>151</u>
INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA:		
Tributos pagos (imposto de renda e contribuição social)	15	14
Juros pagos	12	13

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

**DEMONSTRAÇÃO NÃO AUDITADA DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais, exceto a quantidade de ações e o lucro por ação)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

	Três meses	
	findos em 31 de março de	
	2001	2000
CAPITAL SOCIAL:		
Ações preferenciais	786	786
Ações ordinárias	<u>610</u>	<u>610</u>
	<u>1.396</u>	<u>1.396</u>
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	<u>3.170</u>	<u>3.170</u>
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:		
Reserva de incentivos fiscais -		
Saldo	<u>41</u>	<u>41</u>
Reserva de contas de resultado a compensar -		
Saldo	<u>2.680</u>	<u>2.680</u>
Reserva de lucros não realizados -		
Saldo	<u>484</u>	<u>538</u>
Reserva legal -		
Saldo	<u>94</u>	<u>94</u>
	<u>3.299</u>	<u>3.353</u>
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:		
Saldo no início do período	735	502
Lucro (prejuízo) líquido do período	<u>(12)</u>	<u>76</u>
Saldo no final do período	<u>723</u>	<u>578</u>
ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO:		
Saldo no início do período	(438)	(457)
Ganhos não realizadas em títulos e valores mobiliários	13	3
Impostos sobre a renda	<u>(4)</u>	<u>(1)</u>
Saldo no final do período	<u>(429)</u>	<u>(455)</u>
Patrimônio líquido no final do período	<u>8.159</u>	<u>8.042</u>

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

NOTAS EXPLICATIVAS CONDENSADAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000 INCLUÍDO INFORMAÇÕES NÃO AUDITADAS EM E PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000

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

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

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 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 fornecimento de energia elétrica. A Companhia também mantém operações em outras atividades relacionadas a energia.

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

2. BASE DE APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Na preparação das demonstrações contábeis 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, receitas e despesas. As demonstrações contábeis da Companhia, assim, incluem várias estimativas tais como, relativas a vida útil dos bens do imobilizado, provisões para contingências, estimativas com obrigações com benefícios pós-emprego, e outras estimativas similares. Os valores efetivos podem diferir destas estimativas.

As demonstrações contábeis intercalares para os três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000 foram preparadas de acordo com U.S. GAAP, os quais diferem em determinados aspectos dos princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, aplicados pela CEMIG na elaboração de suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). As demonstrações contábeis intercalares foram elaboradas em bases consistentes com as utilizadas nas demonstrações contábeis em e para os anos findos de 31 de Dezembro de 2000, 1999 e 1998.

As demonstrações contábeis intercalares incluídas neste relatório foram elaboradas pela Companhia e não foram auditadas. Na opinião da Administração, todos os ajustes necessários para apresentação correta destas demonstrações contábeis intercalares foram realizados. Estes ajustes são de natureza normal e recorrente. O resultado das operações para os três meses findos em 31 de Março de 2001 não são necessariamente um indicativo do resultado para todo o ano. As demonstrações contábeis intercalares devem ser lidas em conjunto com as demonstrações contábeis e notas explicativas em e para os anos findos em 31 de Dezembro de 2000, 1999 e 1998.

3. CONTAS DE RESULTADOS A COMPENSAR (CRC) A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS

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 aprovado pela agência federal reguladora. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades controladas pelo Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de Maio de 1995, o saldo de R\$ 867 referente à CRC a receber pela CEMIG do Governo Federal foi transferido para o Governo do Estado de Minas Gerais (o “Governo do Estado”) através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado de Minas Gerais concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizado monetariamente com base na variação da UFIR acrescida de juros de 6% ao ano. Este crédito está garantido por valores a receber pelo, Governo Estadual, do Governo Federal.

A CEMIG, com a extinção da UFIR em Outubro de 2000, negociou e celebrou aditivo ao contrato original com o Governo do Estado, alterando o índice de atualização monetária da UFIR para o IGP-DI (Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna), a partir de 1 de Novembro de 2000.

Em 31 de Março de 2001, o saldo referente a CRC monta R\$ 994, incluindo R\$ 234 de parcelas vencidas relativas aos meses de Abril a Dezembro de 1999 e de Março de 2000 a Março de 2001, correspondendo a 22 parcelas e respectivos encargos. A Companhia está negociando com o Governo do Estado os termos de recebimento desta quantia.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado.

4. IMPOSTOS SOBRE A RENDA DIFERIDOS

a) Conciliação de 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. As alíquotas oficiais anuais aplicáveis para os três meses findos apresentados foram de 25% para o imposto de renda e 8% para a contribuição social.

Os montantes apresentados como créditos tributários (despesa) de imposto de renda e contribuição social nas demonstrações contábeis conciliados com as alíquotas nominais oficiais são assim apresentados:

	Três meses findos em 31 de março de	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda	(59)	111
Crédito (despesa) aplicando alíquotas nominais oficiais	19	(37)
Amortização de Obrigações Especiais	7	8
Contribuição Social – depreciação	20	(6)
Outros	1	-
Crédito (despesa) apresentado no resultado	<u>47</u>	<u>(35)</u>

b) Análise dos saldos de impostos diferidos

Os créditos tributários existentes em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 33%. Os principais componentes das contas de impostos de renda diferidos no balanço são como segue:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Ativos de longo prazo		
Obrigações com benefícios pós-emprego	415	595
Ajuste a valor presente da conta de resultado a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	95	94
Outras diferenças temporárias	<u>92</u>	<u>81</u>
	<u>602</u>	<u>770</u>
Passivos de longo prazo		
Efeitos de diferenças entre ativos não monetários substancialmente relacionados ao imobilizado e montantes ajustados para U.S. GAAP	(585)	(596)
Outras diferenças temporárias	<u>(8)</u>	<u>(16)</u>
	<u>(593)</u>	<u>(612)</u>

Para os três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000, o imposto diferido, no montante de R\$ 4 e R\$ 1, respectivamente, referente a ganhos não realizados nos títulos de valores mobiliários disponíveis para venda, foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido.

Durante o período findo em 31 de Março de 2001, suportada por pareceres de dois assessores jurídicos externos, a Companhia retificou a declaração do imposto de renda para o ano findo em 31 de Dezembro de 1997, pleiteando a dedutibilidade de custos com obrigações pós-emprego provisionados nas suas demonstrações contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira. Este recálculo resultou na apuração de impostos sobre a renda pagos antecipadamente no montante de R\$ 200, cujo valor foi reclassificado de impostos sobre a renda diferidos para tributos a recuperar e classificado como ativo circulante.

5. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os períodos indicados:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Caixa e bancos	122	59
Investimentos a curto prazo, principalmente Certificados de Depósito Bancários e Fundos de Investimento avaliados a valor de mercado	394	244
	<u>516</u>	<u>303</u>

6. CONTAS A RECEBER

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por consumidores para os períodos indicados:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Residencial	240	214
Industrial	169	158
Comercial	93	84
Rural	31	28
Entidades governamentais	50	46
Serviço público	27	46
Subtotal	610	576
Suprimento	99	143
	709	719
Provisão para devedores duvidosos	(52)	(51)
	<u>657</u>	<u>668</u>

Nenhum cliente representa mais que 10% do total do contas a receber em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000.

7. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado da Companhia:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Em serviço		
Geração -	7.804	7.792
Hidrelétrica	265	264
Termelétrica	1.398	1.393
Transmissão	6.868	6.825
Distribuição	411	410
Administração	49	47
Outros	16.795	16.731
Depreciação e amortização acumuladas		
Geração	(3.449)	(3.398)
Transmissão	(682)	(670)
Distribuição	(2.745)	(2.685)
Administração	(221)	(212)
Outros	(9)	(8)
	(7.106)	(6.973)
Total em serviço	9.689	9.758
Imobilizações em curso		
Geração	113	94
Transmissão	17	13
Distribuição	437	491
Administração	53	55
Outros	4	4
Total das Imobilizações em curso	624	657
Total	<u>10.313</u>	<u>10.415</u>

As taxas anuais de depreciação são de 2% a 8,3% para ativos relacionados a geração, transmissão e distribuição, 10% para móveis e instalações e 20% para veículos.

Os encargos financeiros capitalizados nos três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000 foram de R\$ 12 e R\$ 8, respectivamente.

8. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A composição dos financiamentos por moeda e por índice interno de atualização monetária é a seguinte:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Moeda-		
Dólar norte-americano	1.193	988
Marco alemão	20	19
Franco suíço	5	5
Yen japonês	2	2
Unidade de conta (cesta de moedas)	43	44
Outras moedas	6	4
	<u>1.269</u>	<u>1.062</u>
Índices-		
Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M	227	234
Índice Interno da Eletrobrás – FINEL	202	214
Outros	76	80
	<u>505</u>	<u>528</u>
Total	<u>1.774</u>	<u>1.590</u>

As principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos empréstimos e financiamentos da Companhia apresentaram os seguintes aumentos (diminuições) nos períodos indicados, em percentagem:

	<u>Três meses findos em 31 de março de</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Moeda-		
Dólar norte-americano	10,55	(2,33)
Marco alemão	3,25	(7,38)
Franco suíço	2,52	(6,63)
Yen japonês	0,23	(2,47)
Unidade de conta (cesta de moedas)	6,95	(4,21)

Os principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional apresentaram os seguintes aumentos nos períodos indicados, em percentagem:

	<u>Três meses findos em 31 de março de</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Índices-		
Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M	1,42	1,75
Índice Interno da Eletrobrás – FINEL	0,28	0,35

O vencimento dos empréstimos e financiamentos a longo prazo é como segue:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
2002	265	268
2003	273	201
2004	190	149
2005	89	88
2006	46	45
2007 e datas posteriores	343	337
	<u>1.206</u>	<u>1.088</u>

O Eurobônus com taxa fixa (montante principal de US\$ 150 milhões, com juros de 9,125% por ano) possui vencimento em 18 de Novembro de 2004. Este montante está sujeito a liquidação antecipada em 18 de Novembro de 2001, a um preço de liquidação de 98,704% da quantia principal, à opção da CEMIG ou dos investidores. O saldo do Eurobônus está classificado no balanço patrimonial como vencível em 2001.

9. PROGRAMA DE DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em reunião realizada em 06 de Março de 2001, a realização de um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com prazo de adesão de 12 de Março a 02 de Abril de 2001, com certos incentivos para os empregados que se desligarem da CEMIG. Os incentivos para os empregados que aderiram ao desligamento são (i) 60% da remuneração mensal por cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos e (ii) custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado.

A Companhia contabilizou provisão, no montante de R\$ 30 relacionada aos 518 empregados que aderiram ao programa até 31 de Março de 2001, sob a rubrica de Salários e contribuições sociais.

Em 30 de Abril de 2001, o Conselho de Administração aprovou período adicional para adesão ao PDV de 3 a 11 de Maio de 2001. Desta forma, uma provisão adicional no montante de R\$ 2 será contabilizada em Maio de 2001 referente aos 62 empregados que aderiram ao programa.

10. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG é parte em processos legais no Brasil em razão do curso normal de suas atividades. As informações para as provisões referentes a processos fiscais e outros são as seguintes:

	<u>31 de março de 2001</u>	<u>31 de dezembro de 2000</u>
Reclamações trabalhistas	43	55
Reclamações cíveis consumidores	69	68
Contribuição social	109	132
Outros	44	31
	<u>265</u>	<u>286</u>
Curto prazo	128	150
Longo prazo	137	136

(a) Reclamações trabalhistas

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a horas extras e insalubridade. O valor total estimado dessas reclamações é R\$ 53 e R\$ 69 em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente. A Companhia constituiu provisão para tais contingências trabalhistas para as reclamações cujas perdas sejam prováveis, no montante aproximado de R\$ 43 e R\$ 55 em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente. Foram revertidas provisões no montante de R\$ 12 para os três meses findos em 31 de Março de 2001 (R\$ 1 de provisão constituída nos três meses findos em 31 de Março de 2000). A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamentos com base em decisões judiciais recentes.

A Companhia está defendendo em conjunto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ uma reclamação do sindicato dos seus empregados (“Sindieletro”) contestando a suspensão dos aumentos das contribuições mandatárias para o fundo de pensão devido a inflação. O total dessa reclamação é de R\$ 491. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

O sindicato dos empregados da Companhia está processando a FORLUZ contestando a substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. O total dessa reclamação é de R\$ 208. Caso o Sindieletro obtenha êxito neste processo, a Companhia espera que a FORLUZ pleiteie o reembolso por parte da CEMIG dos montantes a pagar para os empregados aposentados. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

(b) Reclamações cíveis - Consumidores

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a Companhia objetivando reembolso para as quantias pagas à CEMIG decorrente do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal, “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

O valor total de exposição da Companhia nessa matéria era de, aproximadamente, R\$ 69 e R\$ 68, integralmente provisionada, em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente.

(c) Contribuição Social

A Companhia vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Companhia estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R\$ 109, que está totalmente provisionado em 31 de Março de 2001.

(d) COFINS

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido a sentença judicial desfavorável, a Companhia pagou, em 30 de Julho de 1999, o montante de R\$ 240. O valor referente ao principal, multa e juros da COFINS provisionada foi revertido e creditado no resultado do exercício no valor de R\$ 52 em 1999.

O Governo Federal está alegando que a Companhia deve R\$ 103 referente a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação.

A Companhia acredita que nenhuma perda superior à quantia provisionada para as contingências acima mencionadas terão efeito material no resultado ou na posição financeira da Companhia.

(e) Outros

Outros passivos provisionados são relacionados a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos impostos federais, contribuições sociais e outras reclamações contra a Companhia considerados normais ao curso das operações.

Para aqueles processos cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis, a Companhia provisionou a totalidade da contingência.

(f) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R\$ 154 ao Governo Federal brasileiro em decorrência de um erro no cálculo de créditos de Conta de Resultado a Compensar que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal brasileiro. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e portanto não constituiu provisão para esta causa.

11. RECEITAS OPERACIONAIS

Segue abaixo a composição da receita operacional por tipo de receita:

	Três meses findos em 31 de março de	
	2001	2000
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais	1.194	989
Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento para consumidores finais	(257)	(216)
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado	8	49
Uso de rede básica de transmissão	37	32
Fornecimento de gás	25	17
Serviços prestados	6	8
Outros	2	2
Total	<u>1.015</u>	<u>881</u>

Segue abaixo a composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor:

	Três meses findos em 31 de março de			
	GWh (não auditado)		R\$	
	2001	2000	2001	2000
Residencial	1.922	1.898	449	385
Industrial	5.728	5.216	426	357
Comercial e outros	972	906	179	149
Rural	371	316	46	36
Entidades governamentais	372	360	51	44
Serviços públicos	237	227	25	21
Consumo próprio	14	16	-	-
Não faturado, líquido	-	-	18	(3)
	<u>9.616</u>	<u>8.939</u>	<u>1.194</u>	<u>989</u>
Suprimento	153	1.520	8	49
Total	<u>9.769</u>	<u>10.459</u>	<u>1.202</u>	<u>1.038</u>
Número de consumidores (não auditado)	5.185.552	4.971.413		

12. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais são demonstrados da seguinte forma:

a. Eletricidade adquirida para revenda

	Três meses findos em 31 de março de	
	2001	2000
De Furnas (ITAIPU)	214	171
De outros	18	17
	<u>232</u>	<u>188</u>

b. Encargos do consumidor

Quotas de reserva global de reversão – RGR	26	23
Quota de conta de consumo de combustível – CCC	72	71
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	11	8
Taxa de inspeção da ANEEL	3	3
	<u>112</u>	<u>105</u>

c. Outros

	Três meses findos em 31 de março de	
	2001	2000
Seguro	1	3
Indenização trabalhista	1	2
Baixa de ativo permanente	23	11
Doações	3	2
Provisão para contingências-		
Reclamações trabalhistas	(12)	1
Reclamações cíveis – consumidores	1	-
Reclamações cíveis – outros	13	-
Provisão para devedores duvidosos	1	1
Aluguéis	3	2
Publicidade	4	3
Participação nos lucros	6	4
Despesas gerais	8	14
	<u>52</u>	<u>43</u>

13. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

As receitas e despesas financeiras são demonstradas da seguinte forma:

	Três meses findos em 31 de março de	
	2001	2000
Receitas financeiras-		
Receitas de aplicações financeiras	13	4
Juros de mora sobre contas a receber vencidas, registrados em regime de caixa	9	7
Reversão de multas e juros sobre tributos	11	-
Juros sobre conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (Nota 3)	42	25
Variação cambial	-	25
Variação monetária	15	24
Outras	8	7
	<u>98</u>	<u>92</u>
Despesas financeiras-		
Juros de empréstimos e financiamentos	(33)	(26)
Contribuição provisória sobre movimentações – CPMF	(5)	(10)
Juros e multas sobre tributos	(4)	(4)
Variação cambial	(140)	-
Variação monetária	(3)	(4)
Outras despesas	(5)	(4)
	<u>(190)</u>	<u>(48)</u>

As despesas de variação cambial líquida para os três meses findos em 31 de Março de 2001 decorrem principalmente da desvalorização do real frente ao dólar norte americano. Vide Nota 8 sobre a composição da dívida em moeda estrangeira e variação das moedas em cada período apresentado.

14. VALOR JUSTO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia não efetuou operações com derivativos financeiros.

Exceto pelas disponibilidades, que estão registradas pelo custo acrescido de juros e em montantes próximos ao valor de mercado, o valor registrado pela CEMIG relativo a outros instrumentos financeiros, apresentados em reais, aproximam-se a valores justos naquelas datas, refletindo o vencimento a curto prazo ou valores negociáveis em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 destes instrumentos.

Baseado nas taxas de juros contratadas pela CEMIG para empréstimos bancários com prazos de vencimento similares, o valor justo para financiamentos a longo prazo em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 aproxima-se do valor contábil. Os Eurobônus tem valor de mercado de 99,75% (aproximadamente R\$ 323) e 98,75% (aproximadamente R\$ 289) do seu valor de face em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente.

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através de monitoramento periódico de suas posições, diversificação de instituições e estabelecimento de limites de investimentos em cada uma das instituições.

Os instrumentos financeiros que sujeitam a CEMIG a risco de concentração de crédito são as disponibilidades, depósitos temporários e outras contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com as disponibilidades e depósitos temporários investindo em aplicações financeiras de curto prazo em instituições de primeira linha. O risco de crédito associado ao contas a receber de consumidores residenciais é limitado pelas políticas próprias de corte de fornecimento para clientes em atraso. Com relação a grandes consumidores industriais e comerciais o risco de crédito é mitigado pela análise de crédito dos clientes e, para casos específicos, com a obtenção de garantias ou aval para contas não pagas. Os consumidores atendidos pela Companhia estão, basicamente, localizados em Minas Gerais, embora atuando em diversos setores econômicos.

15. DESVERTICALIZAÇÃO

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela Companhia. Entretanto, de acordo com os principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG pretende submeter-se a um processo de reorganização antes do final de 2001. Esta reorganização corresponderia a uma “desverticalização” na qual seriam criadas empresas de geração, transmissão e distribuição, subsidiárias integrais da CEMIG. Em função do Governo do Estado de Minas Gerais ser o acionista majoritário, o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado. O Governo do Estado de Minas Gerais enviou um projeto de lei para a Assembléia Legislativa, em 02 de Março de 2001, propondo a divisão da CEMIG. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

O processo de desverticalização não foi concluído até o final do ano de 2000 e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R\$ 4. Não foi feita provisão em 31 de Março de 2001, em função da CEMIG acreditar possuir argumentos de mérito para sua defesa.

16. EVENTOS SUBSEQÜENTES

- a. Reajuste de tarifas: A ANEEL, através da Resolução nº 126, de 05 de Abril de 2001, homologou o reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMIG. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 08 de Abril de 2001, e representam um reajuste médio de 16,5 por cento em relação àquelas anteriormente aplicadas.
- b. Plano de racionamento de energia elétrica: O Governo Federal anunciou recentemente várias medidas em resposta ao baixo nível de água nos vários reservatórios usados para a geração de energia hidrelétrica no Brasil. Primeiro, o Presidente do Brasil, através da Medida Provisória nº 2.147 de 15 de Maio de 2001, criou um grupo especial de trabalho que, em 16 de Maio, determinou às concessionárias distribuidoras de energia, inclusive a Companhia, que suspendessem a distribuição de energia para novos consumidores (exceto consumidores residenciais e rurais) e para atividades não essenciais, tais como eventos esportivos noturnos e publicidade, e reduzissem a distribuição para a iluminação em áreas públicas em 35%. Segundo, o Presidente, através do Decreto Lei nº 3.818 de 15 de Maio de 2001, determinou a redução do consumo de energia pelo Governo Federal em 35% a partir de 1º de Julho de 2001. Terceiro, o Governo Federal anunciou, em 18 de Maio de 2001, medidas adicionais de racionamento de energia elétrica impostas sobre consumidores industriais, comerciais e residenciais nas áreas mais populosas do Brasil, em vigor a partir de 1º de Junho de 2001 e com duração mínima de seis meses. Essas medidas consistem na redução em um quinto (20%) do consumo pela maioria dos consumidores residenciais, tomando como base a média do consumo em Maio, Junho e Julho de 2000. Para os consumidores industriais e comerciais a redução será de 15% a 20%, tomando como base o mesmo período dos consumidores residenciais. Caso os consumidores não alcancem a redução do consumo determinada, estes estarão sujeitos ao pagamento de multas e cortes de energia elétrica. A implementação do plano de racionamento mencionado poderá impactar a receita bruta com fornecimento de energia elétrica da Companhia em montante ainda não estimado.

Anexo 1**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 Companhia é 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), representado por:

- a) 69.495.477.931 (sessenta e nove bilhões, quatrocentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, novecentas e trinta e uma) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$ 0,01 (um centavo) cada uma;
- b) 89.504.020.501 (oitenta e nove bilhões, quinhentos e quatro milhões, vinte mil, quinhentas e uma) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R\$ 0,01 (um centavo) 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.

Art. 5º - As ações preferenciais terão um dividendo mínimo de 10% (dez por cento) ao ano, calculado sobre o seu valor nominal, e gozarão de preferência na hipótese do reembolso de ações.

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, 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 elegeu em conformidade com a legislação vigente.

§ 3º - Fica assegurado à minoria o direito de elegeu 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 elegeu 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 conterà 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 será efetuada pelo Diretor-Presidente conjuntamente com um Diretor, ou por dois mandatários devidamente constituídos.

§ 6º - A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente conjuntamente com um Diretor.

§ 7º - Os atos relativos aos movimentos bancários da Companhia poderão ser praticados, conjuntamente, por dois membros da Diretoria, indistintamente, ou por Diretor e um mandatário devidamente constituído para a prática desses atos.

§ 8º - Os movimentos bancários de transferência de numerário entre contas da Companhia poderão ser realizados por dois mandatários de nível hierárquico mínimo de Superintendente, devidamente constituídos para a prática desses atos ou conter chancela mecânica ou assinatura eletrônica desses mandatários.

§ 9º- A emissão de cheques até o valor máximo equivalente a 30 (trinta) salários-mínimos vigentes no País poderá ser feita por dois mandatários de nível hierárquico mínimo de Superintendente, especialmente constituídos para esse fim.

§ 10- Os endossos e aceites cambiais da Companhia poderão ser realizados por dois mandatários de nível hierárquico mínimo de Superintendente, devidamente constituídos para a prática desses atos.

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 tele-controle 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, sub-transmissão 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 elegeu, 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.

Anexo 2.1GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
PALÁCIO DA LIBERDADE**ACORDO DE ACIONISTAS**

O **ESTADO DE MINAS GERAIS** - pessoa jurídica de direito público interno. neste ato representado por seu Governador, dr. Eduardo Brandão de Azeredo, doravante designado simplesmente ESTADO; e **SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.** sociedade com sede na Praça Tiradentes, nº 9, sala 1011, na cidade do Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CGC/MF sob o nº 00.194.724/0001-13, por seus representantes legais abaixo-assinados, doravante designada simplesmente SOCIEDADE;

- Considerando que o ESTADO é o acionista controlador da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG (doravante denominada simplesmente COMPANHIA).

- Considerando que o ESTADO foi autorizado pela Lei Estadual nº 11.968, de 1º/11/95, a alienar ações preferenciais e ordinárias da COMPANHIA, sem perder, com isto, a participação majoritária no capital votante.

- Considerando que atende ao interesse público que essa alienação seja feita a um sócio que possa contribuir com sua experiência na modernização da COMPANHIA, propiciando a otimização de seu desempenho;

- Considerando que um dos pressupostos para a cessão em bloco do percentual acima mencionado de participação acionária do ESTADO no capital social da COMPANHIA foi a celebração, entre o ESTADO e o adquirente do referido bloco, de um Acordo de Acionistas relativo ao exercício do direito do voto e aos princípios gerais de condução dos negócios da COMPANHIA, cujo teor corresponde ao do presente instrumento,

- Considerando que a SOCIEDADE tornou-se acionista da COMPANHIA, ao adquirir o bloco de participação acionária cedida pelo ESTADO,

Resolvem celebrar o presente ACORDO DE ACIONISTAS, na forma e para os efeitos do art. 118 da Lei nº 6.404, de 15/12/76, que se regerá pelas seguintes cláusulas e condições:

D - PRIMEIRA - DEFINIÇÕES

a. Sem prejuízo de outras definições constantes do presente Acordo, os seguintes termos terão os significados a eles adiante atribuídos:

AÇÕES: significará a totalidade das ações ordinárias do capital social da COMPANHIA, de propriedade de qualquer das PARTES a qualquer tempo;

CESSÃO: significará a transferência a terceiros sob a forma de venda, permuta, doação em pagamento, doação, conferência ao capital de pessoa jurídica ou qualquer outra forma de transferência da propriedade sobre as AÇÕES;

COMPANHIA: significará a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, sociedade anônima de economia mista, com sede em Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, inscrita no CGC/MF sob o nº 17.155.730/0001-64;

ESTATUTO: significará o estatuto social da COMPANHIA;

ONERAÇÃO: significará a criação ou imposição de qualquer gravame sobre as AÇÕES em decorrência de penhor, alienação fiduciária, uso ou usufruto, penhora ou qualquer outra forma de ônus sobre a propriedade das AÇÕES;

ORÇAMENTO ANUAL: significará o orçamento anual da COMPANHIA, refletindo o PLANO QUINQUENAL DE NEGÓCIOS e detalhando as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendos, as inversões de recursos com recursos próprios ou de terceiros e outro dados que a Administração da COMPANHIA considerar necessários;

PARTE: significará o ESTADO ou a SOCIEDADE, ou seus respectivos sucessores a qualquer título, enquanto titulares das ações sujeitas ao presente Acordo;

PLANO QUINQUENAL DE NEGÓCIOS: significará os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios financeiros da COMPANHIA, abordando detalhadamente as atividades e estratégias (incluindo qualquer projeto para construção ou expansão de geração, transmissão e distribuição), os novos investimentos e oportunidades de negócios (inclusive em suas controladas e coligadas), os valores a serem investidos ou de outra forma contribuídos a partir de recursos próprios ou de terceiros, bem como as taxas retorno e lucro esperados.

- b. Os termos definidos no item precedente serão utilizados no singular ou no plural, conforme exigido pelo contexto.

SEGUNDA – PARTICIPAÇÃO DAS PARTES NO CAPITAL VOTANTE DA COMPANHIA

- a. A participação das PARTES no capital votante da COMPANHIA na data do presente acordo é a seguinte:

ESTADO: 50,958% (cinquenta inteiros e novecentos e cinquenta e oito milésimos por cento), representado por 28.938.227.169 (vinte e oito bilhões, novecentos e trinta e oito milhões, duzentos e vinte e sete mil, cento e sessenta e nove) AÇÕES;

SOCIEDADE: 32,964% (trinta e dois inteiros e novecentos e sessenta e quatro milésimos por cento), representado por 18.719.600.00 (dezoito bilhões, setecentos e dezenove milhões e seiscentas mil) AÇÕES.

- b. Todas e quaisquer AÇÕES emitidas pela COMPANHIA que forem subscritas ou adquiridas pelas PARTES durante a vigência do presente Acordo serão consideradas a ele sujeitas a partir do momento de sua emissão, subscrição ou aquisição, e todos os direitos a elas referentes somente serão exercidos em conformidade com as normas e condições aqui estipuladas.
- c. Os termos e condições do presente Acordo aplicam-se também ao exercício do direito de voto que, nos termos da Lei de Sociedades por Ações, possa ser atribuído a ações preferenciais de propriedade de qualquer das PARTES.

TERCEIRA - EXERCÍCIO DO DIREITO DE VOTO NAS ASSEMBLÉIAS GERAIS

- a. As PARTES exercerão o direito de voto nas assembleias gerais da COMPANHIA correspondente a todas as AÇÕES que detiverem, de modo consentâneo com as disposições deste instrumento, aprovando e fazendo com que sejam aprovadas as deliberações assembleares na forma e no tempo aqui previstos.
- b. Nas assembleias gerais da COMPANHIA, o ESTADO exercerá os direitos e terá os deveres atribuídos pela Lei de Sociedades por Ações ao acionista controlador. Não obstante, as PARTES votarão em bloco quando a Assembleia Geral deliberar sobre:
- alterações do ESTATUTO no tocante a objeto social, capital social e ações (incluindo a emissão de novas ações sem direito de preferência), competência, composição e funcionamento dos órgãos da COMPANHIA (Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal), apuração de resultados (incluindo reservas, fixação e distribuição de dividendos), e
 - emissão de debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, criação de partes beneficiárias, resgate e amortização de ações, fusão, cisão, incorporação, dissolução ou liquidação da COMPANHIA (incluindo a eleição do liquidante e aprovação de suas contas), e distribuição de dividendo em percentual diverso do obrigatório previsto no ESTATUTO.
- a. Com a finalidade de buscar o consenso com relação às matérias constantes da ordem do dia de Assembleia Geral da COMPANHIA, as PARTES se reunirão, por intermédio de representantes devidamente autorizados, com antecedência de 5 (cinco) dias da data designada para a respectiva assembleia em primeira convocação.
- As reuniões prévias serão convocadas por qualquer das PARTES com 48 (quarenta e oito) horas de antecedência e se realizarão na cidade de Belo Horizonte, devendo ser registradas em ata as decisões nelas tomadas.
 - Havendo consenso entre as PARTES quanto ao teor da matéria a ser deliberada na respectiva Assembleia Geral, as PARTES votarão em bloco, em estrita conformidade com a decisão por elas tomada na reunião prévia.
 - Não se chegando a consenso na reunião prévia quanto ao teor da matéria a ser deliberada na respectiva Assembleia Geral, cada uma das PARTES poderá exercer o direito de voto segundo seu próprio critério, salvo o disposto no subitem seguinte.

- iv. Caso, após análise por representantes de ambas as PARTES na reunião prévia não se obtenha consenso a respeito das matérias referidas nas alíneas “a” e “b” do subitem 3.2 supra, as PARTES votarão, na Assembléia Geral, no sentido de desaprovar a proposta apresentada. Entretanto, o ESTADO poderá exercer o direito de voto na Assembléia Geral segundo seu próprio critério, caso não se realize a reunião prévia por ausência de representante da SOCIEDADE, desde que esta tenha sido regularmente convocada
 - v. As disposições deste item não se aplicarão à eleição dos membros titulares e suplentes do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da COMPANHIA, os quais serão indicados individualmente por cada uma das PARTES, na forma estabelecida na Cláusula Quarta seguinte.
- b. O eventual exercício, por qualquer das PARTES, do direito de voto nas assembléias gerais da COMPANHIA em desacordo com as disposições aqui estabelecidas, importará em nulidade da deliberação que for assim tomada, sem prejuízo do direito da PARTE interessada de promover a execução específica da obrigação descumprida.

QUARTA – COMPOSIÇÃO E FUNCIONAMENTO DOS ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO

- a. A COMPANHIA será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que serão compostos e funcionarão de conformidade com o ESTATUTO e com as disposições deste Acordo.
- b. O Conselho de Administração da COMPANHIA será composto de 11 (onze) membros titulares e igual número de suplentes, um dos quais será o presidente e outro o vice-presidente, eleitos para um mandato de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição, cabendo ao ESTADO indicar 6 (seis) membros titulares e respectivos suplentes, à SOCIEDADE indicar 4 (quatro) membros titulares e suplentes, e aos demais acionistas minoritários caberá indicar 1 (um) titular e respectivo suplente, observados os requisitos legais.
 - i. Cada PARTE indicará à outra, com antecedência de 48 (quarenta e oito) horas da realização da assembléia, as pessoas por ela escolhidas, obrigando-se ambas a votar em bloco nas pessoas assim indicadas, cujos nomes não poderão ser recusados salvo na hipótese de desatendimento a prescrições legais.
 - ii. O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares, na primeira reunião que ocorrer após o início do mandato, respectivamente dentre os membros titulares indicados pelo ESTADO e pela SOCIEDADE.
 - iii. Na eventualidade de adotar-se o processo de votação por voto múltiplo, as PARTES estarão obrigadas a distribuir seus votos de modo a refletir a composição do Conselho de Administração, estabelecida no item 4.2 acima.
 - iv. No caso de os demais acionistas minoritários da COMPANHIA não exercerem o direito de eleger um dos membros do Conselho de Administração e respectivo suplente, será elevado para 7 (sete) o número de conselheiros titulares e respectivos suplentes a serem indicados pelo ESTADO, assegurando a este, em qualquer caso, número de conselheiros superior à soma daqueles indicados pelos demais acionistas da COMPANHIA.
- c. No caso de vacância de qualquer cargo de conselheiro, efetivo ou suplente, será convocada a Assembléia Geral no prazo máximo de 7 (sete) dias, na qual as PARTES votarão de modo a eleger um substituto indicado pela mesma PARTE que indicou o substituído.
- d. Nenhuma das PARTES poderá destituir conselheiro, titular ou suplente, eleito para o Conselho de Administração por indicação da outra PARTE; todavia, caso qualquer das PARTES deseje destituir conselheiro, efetivo ou suplente, por ela indicado, a outra PARTE votará pela destituição do referido conselheiro, e elegerá, em substituição, outro indicado pela mesma PARTE que indicou o destituído.
- e. As PARTES obrigam-se a destituir qualquer conselheiro, efetivo ou suplente, por elas respectivamente indicado, que deixar de cumprir as disposições do presente Acordo ou a orientação de voto dada de conformidade com o mesmo, sendo nulas e de nenhum efeito, eventuais deliberações que tenham sido tomadas em desacordo com tal orientação, devendo ser promovida nova reunião para apreciação da matéria.
- f. Nas Assembléias Gerais que deliberarem sobre o ESTATUTO da COMPANHIA, as PARTES se comprometem a votar no sentido de estabelecer a seguinte competência para o Conselho de Administração:

- a) fixar a orientação geral dos negócios da COMPANHIA;
 - b) eleger e destituir, na forma prevista neste Acordo, os membros da Diretoria Executiva;
 - 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 e sobre a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual superior a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais);
 - e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre empréstimos, financiamentos e outros negócios jurídicos a serem celebrados pela COMPANHIA, de valor superior a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais);
 - f) convocar a Assembléia Geral;
 - g) fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da COMPANHIA, e solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias 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;
 - i) escolher anualmente e, se for o caso, destituir os auditores independentes da COMPANHIA, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas.
- a. As reuniões do Conselho de Administração poderão instalar-se com a presença mínima de 6 (seis) conselheiros, e suas deliberações serão tomadas pela maioria de votos dos conselheiros presentes, cabendo a seu presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.
- i. Dependerão de quorum qualificado as deliberações do Conselho de Administração relativas às matérias constantes das alíneas “c”, “d”, “e” e “i” do item 4.6 supra, para as quais será necessário o voto favorável de 8 (oito) conselheiros.
- a. Nas Assembléias Gerais que deliberarem sobre o ESTATUTO da COMPANHIA, as PARTES se comprometem a votar no sentido de que a administração corrente da COMPANHIA será exercida por uma Diretoria Executiva composta por 8 (oito) Diretores, acionistas ou não, designados Diretor-Presidente, Diretor Vice-Presidente, Diretor de Projetos e Construções, Diretor de Finanças, Diretor de Distribuição, Diretor de Gestão Empresarial, Diretor de Produção e Transmissão, Diretor de Suprimentos e de Material, a serem eleitos pelo Conselho de Administração, para um mandato de 3 (três) anos, na forma adiante estabelecida.
- i. O Diretor-Presidente, o Diretor de Finanças, o Diretor de Gestão Empresarial, o Diretor de Projetos e Construções e o Diretor de Distribuição serão eleitos pelo Conselho de Administração entre nomes apresentados pelo ESTADO, com base em critério de competência técnica e profissional; o Diretor Vice-Presidente, o Diretor de Suprimento e de Material e o Diretor de Produção e Transmissão serão eleitos pelo mesmo Conselho entre nomes apresentados pela SOCIEDADE, também com base em critério de competência técnica profissional.
 - ii. Para os efeitos do sub-item precedente, cada uma das PARTES apresentará ao presidente do Conselho de Administração, com antecedência de 48 (quarenta e oito) horas da realização da reunião, os nomes de seus candidatos para os cargos da Diretoria Executiva que correspondem a cada uma, entre os quais os conselheiros deverão eleger os respectivos ocupantes.
 - iii. Tendo em vista a limitação estabelecida na Lei de Sociedades por Ações, 2 (dois) dentre os ocupantes dos cargos de Diretor-Presidente, Diretor de Finanças, Diretor de Gestão Empresarial, Diretor de Projetos e Construções e Diretor de Distribuição, e 1 (um) dos ocupantes dos cargos de Diretor Vice-Presidente, Diretor de Suprimento e de Material e Diretor de Produção e Transmissão poderão, simultaneamente, integrar o Conselho de Administração da COMPANHIA, salvo se de outro modo for acordado entre as PARTES previamente à eleição de cada Diretoria Executiva.
 - iv. No caso de vacância de qualquer cargo na Diretoria Executiva, o respectivo substituto será eleito entre nomes indicados pela mesma PARTE que indicou o substituído.

- a. As PARTES reconhecem que a eleição da Diretoria Executiva da COMPANHIA na forma referida no item precedente constitui condição essencial para ensejar a contribuição de cada uma para a gestão da COMPANHIA; por conseguinte, qualquer conselheiro, efetivo ou suplente, que deixar de cumprir as disposições relativas à eleição dos membros da Diretoria Executiva referidas no item anterior deverá ser destituído incontinenti, e outro deverá ser eleito em seu lugar, indicado pela mesma PARTE que indicou o destituído, devendo além disto, ser imediatamente realizada reunião do Conselho de Administração para destituir o membro da Diretoria Executiva que tenha sido eleito em desacordo com tal dispositivo, e ser promovida nova eleição com estrita observância do item precedente.
- b. Competirá à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios sociais, observado o disposto no ESTATUTO, nas deliberações da Assembléia Geral e nas resoluções do Conselho de Administração.
- c. Sem prejuízo das atribuições individuais dos Diretores Executivos, as matérias abaixo relacionadas serão objeto de deliberação da Diretoria Executiva reunida como órgão colegiado dependendo sua aprovação do voto afirmativo de 6 (seis) de seus membros:
 - a) elaboração do plano de organização da COMPANHIA e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;
 - b) aprovação do PLANO QUINQUENAL DE NEGÓCIOS, bem como suas atualizações e revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;
 - c) aprovação do ORÇAMENTO ANUAL, que deverá refletir o PLANO QUINQUENAL DE NEGÓCIOS então vigente, bem como qualquer investimento ou despesa não previstos no ORÇAMENTO ANUAL aprovado que, individualmente ou em conjunto, excederem a 0,5 % (meio por cento) do orçamento anual de investimento da COMPANHIA;
 - 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 valor anual superior a 0,5 % (meio por cento) do orçamento anual de investimento da COMPANHIA;
 - e) aprovação de empréstimos, financiamentos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados pela COMPANHIA, que, individualmente ou em conjunto, excederem a 0,5% (meio por cento) do orçamento anual de investimento da COMPANHIA;
 - f) exercício de voto em assembléias gerais de coligadas e controladas, quando versarem sobre matérias contempladas no PLANO QUINQUENAL DE NEGÓCIOS.

QUINTA - CONSELHO FISCAL

- a. A COMPANHIA terá um Conselho Fiscal que funcionará em caráter permanente, e será composto de 5 (cinco) membros efetivos e respectivos suplentes, com mandato até a Assembléia Geral ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.
 - i. O ESTADO escolherá 3 (três) membros titulares e respectivos suplentes, inclusive o presidente, e a SOCIEDADE escolherá os outros 2 (dois) membros titulares e suplentes.
 - ii. Cada uma das PARTES indicará à outra as pessoas por ela escolhidas, com antecedência de 48 (quarenta e oito) horas da realização da assembléia, obrigando-se ambas a votar em bloco nas pessoas assim indicadas, cujos nomes não poderão ser recusados salvo no caso de desatendimento a prescrições legais.
 - iii. No caso de vacância de qualquer cargo de conselheiro, efetivo ou suplente, as PARTES votarão de modo a eleger um substituto indicado pela mesma PARTE que indicou o substituído.
 - iv. No caso de acionistas minoritários e/ou preferenciais da COMPANHIA adquirirem o direito de eleger um ou mais membros do Conselho Fiscal, será reduzido para 1 (um) o número de conselheiros indicados pela SOCIEDADE, e, se necessário, será reduzido para 2 (dois) o número de conselheiros indicados pelo ESTADO.
- a. A competência e funcionamento do Conselho Fiscal obedecerão aos termos do ESTATUTO e da lei.

SEXTA - PRINCÍPIOS GERAIS DE CONDUÇÃO DOS NEGÓCIOS SOCIAIS

- a. As PARTES se comprometem a orientar seus representantes nos órgãos de administração da COMPANHIA de acordo com os seguintes princípios e objetivos:
 - a) a COMPANHIA deverá manter padrão de qualidade de serviços compatível com o exigido pelas autoridades competentes, e buscar gradativamente atingir padrões mais elevados, compatíveis com os praticados por empresas do setor energético reconhecidamente eficientes;
 - b) a COMPANHIA deverá reservar, anualmente, recursos de no mínimo 5% (cinco por cento) de seu lucro líquido ajustado para serem investidos na expansão do sistema elétrico do Estado de Minas Gerais, visando atender aos consumidores de baixa renda, conforme definição do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, como também aos consumidores rurais;
 - c) a COMPANHIA procurará obter novas concessões para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que assegurem, no mínimo, condições idênticas às aquelas por ela detidas na data deste Acordo;
 - d) as PARTES, na qualidade de acionistas da COMPANHIA, bem como a própria COMPANHIA, agirão sempre de forma compatível com os mais elevados padrões éticos em suas respectivas atividades; em particular, comprometem-se as PARTES a abster-se de qualquer pagamento, promessa ou oferta, sob qualquer forma, de bens ou valores a qualquer funcionário público, partido político ou candidato a cargo eletivo, bem como a qualquer empregado da COMPANHIA, que não estiver em estrito acordo com as leis e regulamentos aplicáveis.
 - e) as PARTES se conduzirão com lealdade à COMPANHIA, abstendo-se de praticar, por si, por suas controladoras, controladas ou por empresa que esteja sob controle comum com as mesmas, atos que possam implicar conflito de interesses com a mesma, comprometendo-se a comunicar uma à outra a existência de qualquer circunstância que possa conduzir a tal conflito, entendendo-se por conflito de interesses, para os fins do presente Acordo, toda situação que implique em auferimento de vantagem por uma PARTE em detrimento da COMPANHIA, da outra PARTE ou dos demais acionistas da COMPANHIA;
 - f) a COMPANHIA, sempre que sua situação econômica e financeira assim o permitir, considerará a possibilidade de efetuar a distribuição de seus recursos excedentes.
- a. As PARTES reconhecem que o relacionamento de cada uma com a COMPANHIA deverá pautar-se por regras de rigorosa comutatividade, sendo vedada a prática de qualquer ato que, direta ou indiretamente, importe em transferência de recursos da COMPANHIA para qualquer de seus acionistas, que não seja equitativa com os demais.
- b. Observados os princípios estabelecidos nos itens precedentes e as condições específicas que forem acordadas em cada caso, a COMPANHIA poderá solicitar a contribuição da SOCIEDADE, e esta se compromete a contribuir, para o desenvolvimento tecnológico e empresarial da COMPANHIA, mediante:
 - a) aporte tecnológico no desenvolvimento de projetos de geração térmica, visando o aproveitamento dos recursos energéticos existentes no Estado;
 - b) participação ativa na estruturação de projetos no regime aplicável a produtores independentes de energia;
 - c) participação ativa na estruturação organizacional de empresas sujeitas à competição por mercados de energia elétrica;
 - d) cessão de experiência gerencial em negociação com consumidores em ambiente de competição, negociação com fornecedores de bens e serviços em ambiente de desregulamentação, desenvolvimento de novos negócios e competição por novos mercados;
 - e) participação ativa no gerenciamento de projetos, seguros e risco, visando facilitar o acesso a recursos de financiamentos;
 - f) participação ativa na definição de novos investimentos que contribuam para o resultado empresarial.
- a. No caso de a COMPANHIA desejar participar de novos empreendimentos no setor elétrico, as PARTES, por si, por suas controladoras, controladas ou por empresa que esteja sob controle comum com as mesmas, terão o direito de associar-se à COMPANHIA e participar de tais empreendimentos.

- b. As PARTES determinarão a seus representantes nos órgãos de administração da COMPANHIA que, no prazo de 90 (noventa) dias da celebração deste Acordo, estabeleçam Diretrizes para as Atividades e Administração da COMPANHIA, visando as seguintes metas e objetivos:
- a) a COMPANHIA deverá prestar seus serviços com eficiência de custos;
 - b) a COMPANHIA deverá manter a base de consumidores ora existente e desenvolver um plano de marketing para a atração de novos consumidores;
 - c) a COMPANHIA deverá implementar um plano de expansão de geração utilizando a tecnologia mais eficiente e de menor custo, visando torná-la auto-suficiente e dar continuidade à venda de energia para fora de seu sistema;
 - d) a COMPANHIA deverá implementar uma estrutura de capital otimizada, mediante a utilização de fontes alternativas de financiamento, com vistas a reduzir o custo ponderado de capital;
 - e) a COMPANHIA, visando a preservar e a aumentar sua competitividade no setor de energia, deverá estruturar suas atividades e sua organização, bem como implementar reduções de custos;
 - f) a COMPANHIA deverá aprimorar uma política de gerenciamento de caixa que maximize o retorno em seus investimentos, dentro de limites de risco apropriados.
 - i. As Diretrizes para as Atividades e Administração da COMPANHIA serão refletidas no PLANO QUINQUÊNAL DE NEGÓCIOS e no ORÇAMENTO ANUAL.
 - ii. As Diretrizes para as Atividades e Administração da COMPANHIA serão revisadas sempre que as PARTES de comum acordo considerarem necessário fazê-lo, incorporando-se ao PLANO QUINQUÊNAL DE NEGÓCIOS e ao ORÇAMENTO ANUAL subsequentes.

SÉTIMA - POLÍTICA DE REINVESTIMENTOS E DIVIDENDOS

- a. Os recursos da COMPANHIA serão geridos de modo a assegurar o maior retorno possível para seus acionistas, observados os padrões de segurança e os investimentos previstos no PLANO QUINQUÊNAL DE NEGÓCIOS e no ORÇAMENTO ANUAL da COMPANHIA.
- b. As PARTES se comprometem a votar, nas assembleias gerais da COMPANHIA que deliberarem sobre a distribuição de dividendos, no sentido de aprovar a distribuição do dividendo anual obrigatório, nos termos do ESTATUTO e da Lei de Sociedades Anônimas.
 - i. Desde que no balanço do exercício social submetido à aprovação da Assembleia Geral, a COMPANHIA tiver apresentado patrimônio líquido não inferior ao existente no exercício encerrado em 31 de dezembro de 1996, as PARTES se comprometem a votar a distribuição de dividendo complementar àquele previsto no ESTATUTO de modo a atingir, em conjunto com o dividendo obrigatório, pelo menos 50% (cinquenta por cento) do lucro líquido da COMPANHIA, ajustado na forma da lei.
 - ii. Além do dividendo complementar referido no sub-item precedente, as PARTES se comprometem a deliberar a distribuição, como dividendo adicional, de parcela do lucro líquido que não for necessário a investimentos destinados à manutenção da capacidade operacional da COMPANHIA e ao cumprimento das obrigações por ela assumidas, previstos no PLANO QUINQUÊNAL DE NEGÓCIOS e no ORÇAMENTO ANUAL. Caso a COMPANHIA decida que tais investimentos e obrigações serão financiados mediante a emissão de títulos ou obtenção de empréstimos, as PARTES poderão, de comum acordo, deliberar a distribuição das parcelas adicionais do lucro líquido a título de dividendos.
- c. Tendo em vista que a Lei estadual nº 8.796, de 27/4/85, não incluía as AÇÕES de propriedade do ESTADO na garantia, concedida por este, de um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, prevista na referida Lei para as ações de propriedade de particular, a SOCIEDADE manifesta irrevogavelmente sua renúncia a qualquer garantia de dividendo mínimo em relação às AÇÕES por ela adquiridas ao ESTADO, ou delas decorrentes por efeito de subscrição, bonificação, desdobramento ou qualquer outra forma de substituição, renúncia esta que vigorará por todo tempo em que a SOCIEDADE permanecer na titularidade das referidas AÇÕES.

OITAVA - CESSÃO E ONERAÇÃO DE AÇÕES DA COMPANHIA

- a. Qualquer das PARTES poderá efetuar a CESSÃO de suas AÇÕES, independentemente de consentimento ou direito de preferência da outra, observadas, no entanto, as condições estabelecidas na Constituição do Estado de Minas Gerais, nesta Cláusula e na legislação brasileira sobre mercado de capitais.
- b. Tendo em vista que o ESTADO mantém a qualidade de acionista controlador da COMPANHIA, qualquer CESSÃO de AÇÕES pelo ESTADO que possa resultar em transferência do controle acionário da COMPANHIA somente poderá ser feita com prévia autorização legislativa, mediante leilão aberto em bolsa de valores, de conformidade com as normas da Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à alienação de controle de companhia aberta, devendo fazer-se em bloco único que inclua a totalidade de suas AÇÕES representativas do controle acionário da COMPANHIA, de modo a preservar o valor inerente a este controle.
 - i. Em qualquer hipótese de CESSÃO, pelo ESTADO, de AÇÕES de sua propriedade, deverá ser previamente assegurado que o adquirente se submeterá aos termos do presente Acordo, devendo subscrevê-lo no ato da transferência das AÇÕES para seu nome, de modo a preservar o cumprimento dos direitos e obrigações aqui contemplados.
- c. Na eventualidade de qualquer das PARTES não desejar exercer direito de subscrição que lhe couber em aumento de capital da COMPANHIA, deverá proceder à cessão do referido direito mediante oferta pública em Bolsa de Valores, observada a legislação do mercado de capitais.
 - i. Em nenhum caso será obstada a participação da outra PARTE no leilão que for eventualmente realizado para a alienação dos direitos de subscrição detidos pelas PARTES.
 - ii. Caso o direito de subscrição venha a ser adquirido por terceiro, ser-lhe-á exigida adesão expressa aos termos do presente Acordo, visando ao cumprimento, pela PARTE cedente e pelo cessionário em conjunto, dos direitos e obrigações aqui contemplados.
 - iii. Para os efeitos desta cláusula, fica expressamente ressalvado que a não subscrição de ações pelo ESTADO que implicar perda do controle acionário da COMPANHIA dependerá de prévia autorização legislativa, e que qualquer cessão dos direitos de subscrição pelo ESTADO observará as normas então vigentes relativas à alienação de bens e direitos do Poder Público.
- d. Na hipótese de a SOCIEDADE reduzir sua participação, em qualquer momento, a menos de 30% (trinta por cento) das ações ordinárias da COMPANHIA, permanecerão suspensas as disposições da Cláusula Terceira do presente Acordo, bem como aquelas que asseguram à SOCIEDADE o direito de indicar integrantes para o Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal da COMPANHIA.
- e. Qualquer das PARTES poderá efetuar a ONERAÇÃO das AÇÕES de sua propriedade, sendo aplicáveis, contudo, as disposições dos itens 8.2, 8.3 e 8.4 acima se, em decorrência da ONERAÇÃO, vier a ocorrer a transferência das AÇÕES a terceiros.
- f. A SOCIEDADE poderá, sem sujeitar-se ao disposto no item 8.3 e 8.4, efetuar a CESSÃO de AÇÕES de sua propriedade a pessoa jurídica que seja sua controladora, seja por ela controlada ou esteja sob controle comum com a mesma, desde que (a) a cessionária manifeste expressamente e por escrito sua adesão incondicional aos termos do presente Acordo, e (b) a cessionária mantenha a qualidade de controladora, controlada ou sob controle comum com a SOCIEDADE. Na hipótese aqui referida, a SOCIEDADE e sua cessionária exercerão em conjunto os direitos atribuídos pelo presente Acordo à SOCIEDADE, e responderão solidariamente pelas respectivas obrigações.
- g. Permanecerão suspensas as disposições da Cláusula Terceira do presente Acordo, bem como aquelas que asseguram à SOCIEDADE o direito de indicar integrantes para o Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal da COMPANHIA, na ocorrência de qualquer das seguintes hipóteses:
 - a) caso, sem a prévia anuência do ESTADO, seja transferido o controle acionário da SOCIEDADE;
 - b) caso, sem a prévia anuência do ESTADO, seja transferido o controle acionário de empresa controladora, controlada ou que esteja sob controle comum com a SOCIEDADE, cuja qualificação econômico-financeira ou qualificação técnica tenha sido utilizada para pré-qualificar a SOCIEDADE no processo de aquisição das AÇÕES.

- i. O ESTADO não recusará sua anuência à transferência de controle acionário referida nas alíneas “a” e “b” deste item, desde que tal transferência se faça a empresa do setor energético de reconhecida capacidade técnica e econômico-financeira, ou a empresa por esta controlada, ou com esta sob controle comum, que possua condições de dar normal cumprimento às obrigações estipuladas neste Acordo.
 - ii. As condições estabelecidas no presente item 8.7 não se aplicarão à hipótese de transferência de participações societárias para empresas que estiverem sob controle da mesma empresa que direta ou indiretamente controlar a SOCIEDADE.
 - iii. O disposto no item 8.7, alínea “b”, não se aplicará à hipótese de transferência de controle quando a SOCIEDADE comprovar, diretamente ou através de empresas que sejam suas controladoras, controladas ou sob controle comum, separadamente ou em conjunto, que permanecerão atendidos os requisitos de qualificação econômico-financeira e técnica exigidos no processo de aquisição das AÇÕES. A comprovação aqui referida deverá ser feita em até 30 (trinta) dias após a efetivação da transferência, sob pena de suspensão das disposições da Cláusula Terceira do presente Acordo, bem como aquelas que asseguram à SOCIEDADE o direito de indicar integrantes para o Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal da COMPANHIA.
 - iv. As condições estabelecidas no presente item 8.7 somente serão aplicáveis enquanto o ESTADO for parte no presente Acordo.
- b. Será nula a CESSÃO ou ONERAÇÃO de AÇÕES sem observância do disposto nesta Cláusula, sendo vedada a respectiva transferência ou anotação nos livros da COMPANHIA.

NONA – INADIMPLEMENTO E EXECUÇÃO ESPECÍFICA

- a. Tendo em vista a natureza do presente Acordo de Acionistas, as PARTES reconhecem que, na hipótese de inadimplemento das obrigações nele assumidas, eventual indenização de perdas e danos não constitui reparação suficiente; por conseguinte, sem prejuízo das perdas e danos que possam ter lugar, qualquer obrigação referida no presente instrumento que seja descumprida por qualquer das PARTES poderá ser objeto de execução específica, mediante provimento judicial de suprimento ou substituição do ato, voto ou medida praticado, recusado ou omitido em discordância com o disposto neste Acordo, na forma das disposições aplicáveis.
- b. Responderão as PARTES, respectivamente, pelos prejuízos diretos e indiretos que causarem uma à outra, bem como à COMPANHIA, em decorrência do inadimplemento oportuno das obrigações atribuídas pelo presente Acordo, excetuados, todavia, os lucros cessantes.

E - DÉCIMA – DISPOSIÇÕES DIVERSAS

- a. Comprometem-se as PARTES, por si e por seus sucessores a qualquer título, a cumprir o presente Acordo tal como nele se contém.
- b. o não exercício, no todo ou em parte, dos direitos atribuídos pelo presente Acordo a qualquer das PARTES não implicará renúncia, desistência ou novação, caracterizando-se como ato de mera liberalidade.
- c. Qualquer alteração ao presente Acordo somente será válida se feita mediante instrumento escrito, firmado pelos representantes legais de ambas as PARTES.
- d. Caso qualquer dispositivo do presente Acordo seja considerado inexigível em virtude de decisão arbitral ou judicial, as PARTES se comprometem a proceder à substituição de tal dispositivo por outro que conduza a resultado equivalente, de modo a preservar, na máxima extensão possível, a integridade dos compromissos reciprocamente assumidos neste instrumento.
- e. Os valores monetários expressos na Cláusula Quarta do presente instrumento serão atualizados no dia 1º de janeiro de cada ano, segundo a variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, ou, à falta deste, de outro índice publicado pela mesma Fundação que reflita a variação monetária ocorrida no período.
 - i. Na eventualidade de que os índices aqui referidos deixem de refletir a evolução dos preços relativos no país, as PARTES deverão proceder à revisão dos valores monetários expressos no presente instrumento, com o propósito de adequá-los à evolução real dos preços.

DÉCIMA-PRIMEIRA - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

- a. Para dar cumprimento aos termos do presente Acordo relativos à composição dos órgãos da COMPANHIA, as PARTES farão realizar, no prazo de 30 (trinta) dias da celebração deste, Assembléia Geral que terá por finalidade (a) alterar o ESTATUTO, de forma a refletir fielmente o modelo anexo ao presente instrumento, que dele constitui parte integrante, e (b) eleger os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, observando o disposto nas cláusulas pertinentes do presente Acordo no tocante ao provimento dos respectivos cargos. As PARTES se comprometem a votar em bloco na Assembléia Geral, de modo a aprovar as deliberações tomadas para o cumprimento deste Acordo. Adicionalmente, as PARTES se comprometem a fazer com que o Conselho de Administração, no prazo de 30 (trinta) dias a contar da Assembléia Geral acima aludida, eleja a Diretoria Executiva da COMPANHIA conforme as disposições do presente Acordo de Acionistas.
- b. Caberão à MGI - Minas Gerais Participações S.A., na qualidade de antecessora da SOCIEDADE na titularidade das AÇÕES, os dividendos relativos ao exercício social encerrado em 31/12/96, cuja distribuição deverá ser deliberada pela Assembléia Geral que aprovar as contas do referido exercício. Para tanto, as PARTES se comprometem a votar a distribuição do maior valor encontrado entre o percentual de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido apurado e o percentual de 10% (dez por cento) calculado sobre o valor nominal das AÇÕES.

DÉCIMA-SEGUNDA - COMUNICACÕES

- a. As comunicações entre as PARTES que se fizerem necessárias em razão do presente Acordo serão feitas por escrito, mediante carta ou facsimile confirmado por carta com comprovação de recebimento, aos seguintes endereços:

ESTADO:

Secretário de Estado da Fazenda de Minas Gerais
Praça da Liberdade, s/ nº
30140-010 - Belo Horizonte - MG

SOCIEDADE:

Praça Tiradentes, nº 9 - Sala 1011
20060-070 - Rio de Janeiro - RJ

F - DÉCIMA TERCEIRA - ARQUIVAMENTO

- a. O presente Acordo de Acionistas será arquivado pela COMPANHIA, na forma da lei, comprometendo-se esta a zelar por seu fiel cumprimento e a comunicar às PARTES, prontamente, qualquer ato ou omissão que importe violação das condições aqui estabelecidas.

G - DÉCIMA QUARTA – VIGÊNCIA

- a. Este Acordo vigorará pelo prazo de 35 (trinta e cinco) anos, a partir da data de sua assinatura.

DÉCIMA QUINTA - LEI APLICÁVEL E DIVERGÊNCIAS

- a. O presente Acordo se regerá exclusivamente pelas leis brasileiras.
- b. As partes procurarão resolver amigavelmente suas diferenças relativas ao presente Acordo, dentro do espírito de boa fé que as inspira. Não sendo possível, no entanto, a solução amigável das controvérsias que porventura surgirem na interpretação ou aplicação deste instrumento, serão elas definitivamente resolvidas por meio de arbitragem, segundo as Regras sobre Conciliação e Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional de Paris, por três árbitros nomeados de conformidade com as referidas regras. A arbitragem terá lugar na cidade de Belo Horizonte, e será conduzida no idioma português.
- c. Para execução do laudo arbitral, e para solução das controvérsias que não puderem ser submetidas ao juízo arbitral, será competente o foro de Belo Horizonte, MG, com exclusão de qualquer outro, ainda que privilegiado.

Por estarem assim justas e contratadas, as partes assinam este instrumento em 3 (três) vias de igual teor e efeito, juntamente com as testemunhas abaixo.

Belo Horizonte, 18 de junho de 1997

ESTADO DE MINAS GERAIS

SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.

Ciente, de acordo:

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Anexo 2.2

Eu, abaixo assinado, Leon H. Lehman, Tradutor Público e Intérprete Comercial do idioma inglês, para Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, República Federativa do Brasil, pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais, de acordo com o Decreto Federal nº 13.609, de 21 de outubro de 1943, e matriculado sob o nº 46, em 21 de outubro de 1977, com CPF/MF nº 071692306-82, havendo recebido um documento exarado em língua inglesa, a fim de traduzi-lo para o vernáculo, faço-o como se segue:

Tradução Nº 13.728 Livro CLV Páginas 002 - 139

CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL

entre

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

Emissor

e

THE CHASE MANHATTAN BANK

Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador e

Agente de Transferência

e

CHASE TRUST BANK

Agente Pagador Principal

e

CHASE MANHATTAN BANK LUXEMBOURIG S.A.
Agente Pagador e Agente de Transferência

Datado de 18 de novembro de 1996

9,125% das Notas Devidas em 2004

ÍNDICE

1. Os Títulos
 - (a) Geral
 - (b) Formas dos Títulos
 - (c) Disposições Referentes a Registros nos Livros
2. Agente Fiscal, Agentes Pagadores; Agentes de Transferência
3. Autenticação
4. Pagamento; Impostos Retidos na Fonte; Cancelamento
 - (a) Pagamento
 - (b) Certificação
 - (c) Impostos Retidos na Fonte; Pagamento de Importâncias Adicionais; Documentação Referente a Impostos
 - (d) Cancelamento
 - (e) Referências que Incluem Importâncias Adicionais
5. Títulos Definitivos
6. Registro, Transferência e Troca de Títulos
7. Resgate
8. Entrega de Determinadas Informações
9. Condições das Obrigações do Agente Fiscal
 - (a) Compensação e Indenização
 - (b) Agência
 - (c) Recomendação do Assessor Jurídico
 - (d) Confiança
 - (e) Interesse nos Títulos, etc.
 - (f) Não Obrigação por Juros
 - (g) Certificações
 - (h) Nenhuma Obrigação Implícita
10. Renúncia e Indicação do Sucessor
 - (a) Agente Fiscal; Agente Pagador
 - (b) Renúncia
 - (c) Sucessores
 - (d) Reconhecimento
 - (e) Fusões, Consolidações, etc.
11. Pagamento de Impostos
12. Assembléias, Aditamentos e Dispensar
 - (a) Convocação de Assembléia, Notificação e Quorum
 - (b) Aprovação
 - (c) Natureza Vinculatória dos Aditamentos, Notificações, Minutas, etc.
 - (d) "Pendente" Definido
 - (e) Lista de Participantes da DTC
13. Notificações de Inadimplemento
14. Determinadas Obrigações Adicionais do Agente Fiscal
 - (a) Manutenção dos Registros
 - (b) Comunicações dos Portadores dos Títulos
15. Lei Regente
16. Notificações
17. Jurisdição; Consentimento de Citação
18. Títulos
19. Vias

CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL datado de 18 de novembro de 1996 (conforme doravante no presente aditado ou modificado, de tempos em tempos, o presente “Contrato”), entre a Companhia Energética de Minas Gerais (o “Emissor”), uma sociedade de economia mista, organizado segundo as leis da República Federativa do Brasil (“Brasil”), o The Chase Manhattan Bank, uma sociedade anônima bancária organizada segundo as leis do Estado de Nova York, como agente fiscal, arquivista, agente pagador e agente de transferência, o Chase Trust Bank, uma sociedade anônima bancária organizada segundo as leis do Japão, como agente pagador principal e agente de transferência, e o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., uma sociedade anônimo organizada segundo as leis do Grão Ducado de Luxemburgo, como agente pagador e agente de transferência.

1. Os Títulos

(a) Geral.

O presente Contrato é com referência à importância total de principal de US\$ 150.000.000 de 9,125% das Notas devidas em 2004, do Emissor (os “Títulos”). Os Títulos serão obrigações diretas, não seguradas e não subordinadas do Emissor, e terão a classificação, pelo menos, parí passu, com cada uma e todas as demais dívidas, atuais e futuras, não seguradas e não subordinados do Emissor, outras que não as obrigações que, por lei, tenham preferência.

(b) Formas dos Títulos.

Os Títulos estão sendo oferecidos e vendidos pelo Emissor, em conformidade com o Contrato de Subscrição, datado de 15 de novembro de 1996, entre o Emissor e os Administradores (os “Administradores”) mencionados no mesmo (o “Contrato de Subscrição”).

- a. Título Global do Regulamento S. Os Títulos oferecidos e vendidos de acordo com o Regulamento S (“Regulamento S”) da Lei de Títulos dos Estados Unidos de 1933, conforme aditada (a “Lei de Títulos”), conforme disposto no Contrato de Subscrição, serão emitidos na forma de um Título global permanente (o “Título Global do Regulamento S”), na forma integralmente registrado, sem cupons de juros, substancialmente na forma do Título anexado como Suplemento A do presente, com aquelas legendas que possam ser aplicáveis aos mesmos, que serão depositados em nome dos subscritores dos Títulos representados pelos mesmos, com o Agente Fiscal (conforme definido doravante no presente) como guarda fiel para a The Depository Trust Company (no presente doravante denominado “Depositário dos EUA”), e registrados em nome de uma pessoa indicada pelo Depositário dos EUA, devidamente lavrados pelo Emissor e autenticados pelo Agente Fiscal, conforme disposto doravante no presente, para crédito nas respectivas contas dos Administradores (ou para qualquer outras contas que eles possam indicar) no Morgan Guaranty Trust Company of New York, agência de Bruxelas, como operador do Sistema Euroclear (“Euroclear”) ou Cedel Bank, société anonyme (“Cedel”). Até o vencimento do período de 40 dias após a conclusão da distribuição dos Títulos (o “Período de Restrição”), os membros de agentes do Euroclear ou do Cedel, podem manter interesses no referido Título global, em conformidade com as exigências de certificação descritas na Seção 6(b). A importância de principal total do Título Global do Regulamento S pode, de tempos em tempos, ser aumentado ou reduzida através de ajustes efetuados nos registros do Agente Fiscal, como guarda fiel para o Depositário dos EUA, ou do Depositário dos EUA ou da pessoa que ele indicar, conforme possa ser o caso, conforme disposto doravante no presente.
- b. Título Global Restrito. Os Títulos oferecidos e vendidos de acordo com a Regra 144A da Lei de Títulos, conforme disposto no Contrato de Subscrição, serão emitidos na forma de um Título global permanente (o “Título Global Restrito” e, junto com o Título Global do Regulamento S, os “Títulos Globais” e, cada um deles, individualmente, um “Título Global”), na forma integralmente registrado, sem cupons de juros, substancialmente na forma do Título anexado como Suplemento A do presente, com aquelas legendas que possam ser aplicáveis aos mesmos, que serão depositados em nome dos subscritores dos mesmos, com o Agente Fiscal como guarda fiel para a Depositário dos EUA, e registrados em nome de uma pessoa indicada pelo Depositário dos EUA, devidamente lavrados pelo Emissor e autenticados pelo Agente Fiscal, conforme disposto doravante no presente. A importância de principal total do Título Global Restrito pode, de tempos em tempos, ser aumentada ou reduzida através de ajustes efetuados nos registros do Agente Fiscal, como guarda fiel para o Depositário dos EUA, ou do Depositário dos EUA ou da pessoa que ele indicar, conforme possa ser o caso, conforme disposto doravante no presente.

(iii) Disposições Aplicáveis a Ambas as Formas de Título Global. Todos os Títulos serão lavrados à mão ou através de fac-símile, em nome do Emissor, por dois de seus representantes devidamente autorizados para este fim pelo Emissor (cada um deles, um “Executivo Autorizado” e, coletivamente, denominados “Executivos Autorizados” e cada um destes termos pode incluir um diretor ou uma outra pessoa que tenha uma procuração geral para atuar em nome do Emissor), não obstante o referido Executivo Autorizado deixe, por qualquer motivo, de ocupar aquele cargo ou de ter a referida procuração, antes da autenticação e entrega dos referidos Títulos, ou não ocupar o referido cargo nem ter a referida procuração, na data do referido Título. Os Títulos também podem portar aquelas disposições, omissões, variações ou substituições adicionais que não sejam inconsistentes com as disposições do presente Contrato, e podem ter aquelas letras, números ou outras marcas de identificação e aquelas legendas ou endossos colocados nos mesmos, que possam ser necessários com a finalidade de cumprir o presente Contrato, qualquer lei ou quaisquer regras efetuadas segundo o mesmo, ou as regras de qualquer bolsa de valores ou órgão governamental ou conforme possa, de forma consistente com o presente, ser determinado pelos Executivos Autorizados que estejam lavrando os Títulos, conforme seja, conclusivamente, comprovado por sua lavratura dos Títulos. Todos os Títulos serão, de outra forma, substancialmente idênticos, exceto com referência à denominação, conforme disposto no presente.

(c) Disposições Referentes a Registros nos Livros.

(i) Disposições Referentes a Registros nos Livros do Depositário dos EUA. O Emissor lavrará, e o Agente Fiscal, em conformidade com a presente Seção 1(c)(i), autenticará e entregará, inicialmente, um ou mais Títulos Globais que (a) serão registrados em nome do Depositário dos EUA, para o referido Título ou Títulos Globais, ou da pessoa indicada pelo Depositário dos EUA, (b) serão mantidos pelo Agente Fiscal, como guarda fiel para o Depositário dos EUA ou em conformidade com as instruções do Depositário dos EUA, e (c) portarão legendas, substancialmente para o seguinte efeito:

“A não ser que, o presente certificado seja apresentado por um representante autorizado da The Depository Trust Company ao Emissor ou a seu agente para registro de transferência, troca ou pagamento, e qualquer certificado emitido seja registrado em nome de Cede & Co. ou qualquer outra entidade conforme seja solicitado por um representante autorizado da The Depository Trust Company ou de qualquer outra entidade, conforme seja solicitado por um representante autorizado da The Depository Trust Company (e qualquer pagamento sobre o mesmo seja efetuado à Cede & Co. ou a qualquer outra entidade, conforme solicitado por um representante autorizado da The Depository Trust Company), QUALQUER TRANSFERÊNCIA, PENHOR OU OUTRO USO DO MESMO, PARA VALOR OU DE OUTRA FORMA, POR OU EM FAVOR DE QUALQUER PESSOA É ILEGAL, na medida em que o portador registrado dos mesmos, Cede & Co., tiver um interesse com referência ao presente.

“Transferências deste Título Global serão limitados a transferências no todo, mas não em parte, para pessoas indicados pela The Depository Trust Company ou para um sucessor da mesma, ou para a pessoa indicada pelo sucessor, e transferências de partes deste Título Global serão limitadas a transferências efetuadas em conformidade com as restrições especificadas nas Seções 5 e 6(b) do Contrato de Agência Fiscal mencionado no verso do mesmo.

Membros ou participantes do Depositário dos EUA não terão qualquer direito segundo o presente Contrato, com referência a qualquer Título Global mantido em seu nome pelo Depositário dos EUA, e o Depositário dos EUA pode ser tratado pelo Emissor, o Agente Fiscal, e qualquer dos agentes do Emissor ou do Agente Fiscal, como o proprietário absoluto do referido Título Global para todos os fins, quaisquer que sejam. Não obstante o que foi disposto acima, nada constante no presente impedirá o Emissor, o Agente Fiscal, ou qualquer agente do Emissor ou do Agente Fiscal, de dar efeito a qualquer certificação escrita, procuração ou outra autorização fornecida pelo Depositário dos EUA, nem prejudicará, a operação de práticas costumeiras, entre o Depositário dos EUA e os membros de seus agentes, práticas estas que regem o exercício dos direitos de um portador de qualquer Título.

Sujeito às disposições da presente Seção 1 (c), o portador registrado pode conceder procurações e, de outra forma, autorizar qualquer pessoa, incluindo os participantes do sistema de compensação e pessoas que possam ter interesses através dos participantes do sistema de compensação, a tomar qualquer medida que um portador tenha o direito de tomar segundo o presente Contrato ou os Títulos.

- (ii) Disposições Referentes a Registros nos Livros no Exterior. A presente Seção 1 (c) (ii) aplicar-se-à somente ao Título Global do Regulamento S depositado em nome dos subscritores para os Títulos representados pelo mesmo, com o Agente Fiscal como guarda fiel para o Depositário dos EUA, para crédito em suas respectivas contas (ou para quaisquer outras contas que eles possam indicar), no Euroclear ou Cedel, na medida em que os interesse no referido Título Global do Regulamento S sejam mantidos pelos membros dos agentes do Euroclear ou Cedel.

As disposições dos “Procedimentos de Operação do Sistema Euroclear” e dos “Termos e Condições que Regem o Uso do Euroclear” e dos “Regulamentos de Administração” e das “Instruções aos Participantes” e quaisquer outras regras ou regulamentos adotados, de tempos em tempos, pelo Euroclear e Cedel, respectivamente, serão aplicáveis ao referido Título Global do Regulamento S, na medida em que os membros dos agentes do Euroclear e do Cedel mantenham interesses no referido Título Global do Regulamento S. Portadores de conta ou participantes do Euroclear e Cedel não terão qualquer direito, segundo o presente Contrato, com referência a tal Título Global do Regulamento S, e a pessoa indicada pelo Depositário dos EUA pode ser tratado pelo Emissor, pelo Agente Fiscal, e por qualquer agente do Emissor ou do Agente Fiscal, como o proprietário do referido Título Global do Regulamento S, para todos os fins, quaisquer que sejam. Não obstante o que foi disposto acima, nada constante no presente impedirá o Emissor, o Agente Fiscal, ou qualquer agente do Emissor ou do Agente Fiscal, de dar efeito a qualquer certificação escrita, procuração ou outra autorização fornecida pelo Depositário dos EUA, Euroclear ou Cedel, conforme possa ser o caso, nem prejudicará, a operação de práticas costumeiras entre o Depositário dos EUA, o Euroclear ou Cedel possa ser o caso, e os membros de seus respectivos agentes, práticas estas que regem o exercício dos direitos de um portador de qualquer Título.

2. Agente Fiscal, Agentes Pagadores; Agentes de Transferência

Por meio do presente, o Emissor indica o The Chase Manhattan Bank (que, junto com qualquer sucessor ou sucessores na sua qualidade como agente fiscal qualificado e indicado em conformidade com a Seção 10 deste, são, no presente, denominados “Agente Fiscal”), com escritório de fideicomisso à 450 West 33rd Street, 15th Floor, Nova York, Nova York (o “Escritório de Fideicomisso”), como agente fiscal do Emissor, com referência aos Títulos, segundo os termos e sujeito às condições especificados no presente, e o The Chase Manhattan Bank, por meio do presente, aceita a referida indicação. O Agente Fiscal terá os poderes e a autoridade concedidos e conferidos a ele nos Títulos e por meio do presente, e também aqueles outros poderes e autoridade para atuar em nome do Emissor, conforme possam ser mutuamente acordados pelo Emissor e o Agente Fiscal. O Agente Fiscal manterá uma cópia do presente Contrato disponível para inspeção durante o horário comercial normal, em seu Escritório de Fideicomisso. O Agente Fiscal ou qualquer Agente Pagador também atuará como Agente de Transferência e Arquivista de Títulos (conforme estes termos são definidos doravante no presente), no caso do Emissor emitir certificados para os Títulos na forma registrada definitiva. Todos os termos e disposições com referência aos referidos poderes e autoridade, contidos nos Títulos, estão sujeitos e serão regidos pelos termos e disposições do presente.

O Emissor pode, a seu critério, indicar um ou mais agentes (um “Agente Pagador” ou “Agentes Pagadores”, termos estes que incluirão o Agente Pagador Principal) para o pagamento (sujeito às leis e regulamentos aplicáveis) do principal e qualquer juros e importâncias adicionais com referência aos Títulos, e um ou mais agentes (um “Agente de Transferência” ou “Agentes de Transferência”) para a transferência e troca dos Títulos, naquele local ou locais que o Emissor possa determinar; conquanto que, no entanto, o Emissor, em todas as ocasiões manterá (i) um Agente Pagador e um Agente de Transferência no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York, (Agente Pagador e Agente de Transferência estes que podem ser o Agente Fiscal), (ii) um Agente Pagador Principal no Japão, e (iii) na medida em que os Títulos sejam registrados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, e a Bolsa de Valores de Luxemburgo assim exija, um Agente Pagador e um Agente de Transferência em Luxemburgo. Por meio do presente, o Emissor, inicialmente, indica o Chase Trust Bank (que, junto com qualquer sucessor ou sucessores na sua qualidade como Agente Pagador Principal qualificado e indicado em conformidade com a Seção 10 deste presente, são, no presente, denominados “Agente Pagador Principal”) e o Chase Manhattan Bank, por meio do presente, aceita a referida indicação. O Emissor, por meio do presente, inicialmente, indica o The Chase Manhattan Bank, em seu Escritório de Fideicomisso, como o Agente Pagador, Agente de Transferência, agente de autenticação e Arquivista de Títulos, e o The Chase

Manhattan Bank (que, junto com qualquer sucessor ou sucessores na sua qualidade como Agente Pagador Principal qualificado e indicado em conformidade com a Seção 10 deste, são, no presente, denominados “Arquivista”), por meio do presente, aceita as referidas indicações. O Emissor, por meio do presente, inicialmente, indica o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., em seu escritório em Luxemburgo, como Agente Pagador e Agente de Transferência, e o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., lavrando o presente, por meio deste, aceita a referida indicação. O Emissor, imediatamente, notificará o Agente Fiscal do nome e endereço de qualquer outro Agente Pagador ou Agente de Transferência indicado por ele e do país ou países nos quais um Agente Pagador ou Agente de Transferência pode atuar na referida qualidade, e notificará o Agente Fiscal da renúncia ou cancelamento de qualquer dos referidos Agente Pagador ou Agente de Transferência. Sujeito às disposições da Seção 1º(c) do presente, o Emissor pode variar ou revogar a indicação do referido Agente Pagador ou Agente de Transferência, em qualquer ocasião, e de tempos em tempos, mediante notificação com 30 dias de antecedência, dada ao referido Agente Pagador ou Agente de Transferência, conforme possa ser o caso, e ao Agente Fiscal.

3. Autenticação.

O Agente Fiscal está autorizado, mediante recebimento dos Títulos, devidamente lavrados em nome do Emissor, para os fins da emissão original dos Títulos, (i) a autenticar os Títulos em um valor de principal total não superior a US\$ 150.000.000, e a entregar os referidos Títulos, em conformidade com a ordem ou ordens escritas, assinadas em seu nome por Executivos Autorizados, e (ii) subseqüentemente, a autenticar e entregar os Títulos, em conformidade com as disposições constantes dos mesmos ou especificadas no presente.

Em todas as ocasiões o Agente Fiscal atuará como o único agente de autenticação para a autenticação dos Títulos segundo o presente.

4. Pagamento; Impostos Retidos na Fonte; Cancelamento.

(a) Pagamento.

(i) Pelo período em que o Agente Pagador Principal estiver atuando como tal segundo o presente, o Emissor pagará, até às 10:00, hora de Nova York, ao Agente Pagador Principal no Japão, em fundos disponíveis, até o dia útil (“dia útil”, com referência à jurisdição na qual o Agente Fiscal, o Agente Pagador Principal, qualquer Agente Pagador ou qualquer Agente de Transferência, conforme seja aplicável, esteja localizado, significará um dia que não seja um dia no qual as instituições bancárias da respectiva jurisdição estejam autorizadas, ou sejam obrigados, por lei ou mandado executivo, a fechar) antes de cada data na qual um pagamento de principal ou de quaisquer juros com referência aos Títulos se tornará devido, conforme especificado no texto dos Títulos, a referida quantia, na referida moeda ou unidade monetária, conforme seja necessário para efetuar o referido pagamento. Caso qualquer pagamento, com referência a um título, seja em um dia que não seja um dia útil no local do pagamento, tal pagamento não precisa ser efetuado no referido dia, mas no dia útil imediatamente seguinte, com o mesmo vigor e efeito como se o mesmo fosse efetuado na data designada para o referido pagamento, e nenhum juro será cobrado com referência a tal pagamento, pelo período a partir e após a referida data. Quaisquer juros overnight, que possam ser acordados em um documento em separado, como sendo pagáveis pelo Agente Pagador Principal ao Emissor, e que serão cobrados em conformidade com o referido documento em separado, se houver, sobre importâncias recebidas pelo Agente Pagador Principal do Emissor, antes de qualquer das referidas datas nas quais um pagamento de principal ou quaisquer juros com referência aos Títulos se tornará devido, até a data do referido pagamento, mas não incluindo a mesma, será por conta do Emissor. Por meio do presente, o Emissor autoriza e instrui o Agente Pagador Principal, a partir dos fundos então fornecidos a ele, a efetuar ou fazer com que seja efetuado o pagamento do principal e de quaisquer juros sobre os Títulos, conforme especificado no presente e no texto dos referidos Títulos.

- (ii) Os pagamentos com referência ao principal dos Títulos, serão efetuados somente contra o resgate do Título. O pagamento de juros sobre os Títulos pode ser efetuado através de um cheque sacado em um banco da Cidade de Nova York, enviado pelo correio para a pessoa que tenha direito ao mesmo, conforme disposto no texto dos Títulos. Os pagamentos de quaisquer juros sobre os Títulos podem ser efetuados, no caso de um portador de um valor de principal de, no mínimo, US\$ 1.000.000 dos Títulos, através de transferência cabográfica para uma conta em Dólar mantida pelo beneficiário em um banco na Cidade de Nova York ou no Europa, conquanto que o portador registrado eleja desta forma, entregando uma notificação escrita ao Agente Fiscal ou a um Agente Pagador, designando a referida conta, no mais tardar, quinze dias antes do respectiva Data de Pagamento de Juros. A não ser que a referida designação seja revogada, qualquer destas designações efetuadas pelo referido portador, com referência a tais Títulos, permanecerá em vigor em relação a quaisquer pagamentos futuros com referência a tais Títulos, a serem efetuados ao referido portador. O Emissor pagará quaisquer custos administrativos cobrados pelos bancos com referência à efetuação de pagamentos por transferência cabográfica.
- (iii) O Agente Pagador Principal ajustará, diretamente com qualquer outro Agente Pagador, que possa ter sido indicado pelo Emissor em conformidade com as disposições da Seção 2 do presente, o pagamento, a partir dos fundos então pagos pelo Emissor, do principal dos Títulos e de quaisquer juros sobre os mesmos, conforme consta do presente e do texto dos referidos Títulos. Não obstante o que foi disposto acima, o Emissor pode fornecer, diretamente a um Agente Pagador, outro que não o Agente Pagador Principal, fundos para o pagamento do principal e dos juros com referência aos mesmos, segundo um contrato com referência a tais fundos, contendo, substancialmente, os mesmos termos e condições especificados na presente Seção 4(a) e na Seção 9(b) do presente, conquanto que, o Emissor fará com que o referido Agente Pagador notifique o Agente Fiscal e o Agente Pagador Principal de que o referido Agente Pagador recebeu os referidos fundos, no mais tardar, um dia útil antes da data na qual um pagamento de principal ou de juros ou de Importâncias Adicionais (conforme definido no Parágrafo 8(a) dos termos e condições dos Títulos), se houver, com referência aos Títulos, seja devido, e o Agente Pagador Principal não terá qualquer responsabilidade com referência a quaisquer fundos fornecidos desta forma pelo Emissor a qualquer dos referidos Agentes Pagadores.

Os pagamentos de principal e juros com referência aos Títulos, serão efetuados da maneira especificada nos Títulos. Todo pagamento de qualquer importância devida com referência aos Títulos, efetuado pelo Emissor ao Agente Pagador Principal, conforme disposto no presente será, naquela medida, uma boa quitação para o Emissor. O Emissor indenizará cada portador de Título contra qualquer descumprimento por parte dos Agentes Pagadores em pagar qualquer importância com referência aos Títulos, dentro de 15 dias após receber uma notificação enviada pelo(s) respectivo(s) portador(es) de Título(s) com referência a tal descumprimento dos Agentes Pagadores em pagar a referida importância devida. Estas indenizações constituem uma obrigação individual e independente das demais obrigações do Emissor, darão origem a uma causa de ação individual e independente, aplicar-se-ão independentemente de qualquer prorrogação concedida por qualquer portador de Título, e continuarão em pleno vigor e efeito, não obstante qualquer sentença, mandado, reivindicação ou comprovação para uma importância liquidada com referência a qualquer importância devida segundo qualquer Título ou qualquer sentença ou mandado. Nenhum comprovante ou evidencia de qualquer perda real pode ser exigido.

(b) Certificação

O Emissor fornecerá a cada Agente Pagador e a qualquer agente de retenção na fonte, segundo regulamentos de tributação pertinentes, mediante solicitação da referida entidade, cópias de cada certificado recebido pelo Emissor de um portador de um Título, em conformidade com o Parágrafo 8(d) do referido Título. Cada um dos referidos Agentes Pagadores e agentes de retenção na fonte reterão cada um dos referidos certificados recebidos por ele, pelo período em que qualquer Título estiver Pendente (conforme definido na seção 12(d) do presente) e, em nenhum caso, por menos de quatro anos depois de seu recebimento e por aquele período adicional subsequente em que o referido certificado possa se tornar material à aplicação das leis de tributação vigentes, conforme seja indicado pelo Emissor, por escrito, a cada um dos referidos Agentes Pagadores e agentes de retenção na fonte.

(c) Impostos Retidos na Fonte; Pagamento de Importâncias Adicionais, Documentação Referente a Impostos.

Com referência aos Títulos emitidos segundo o presente, no mínimo 10 dias antes da primeira data de pagamento de juros sobre os Títulos e, no mínimo 10 dias antes de cada data, se houver, de pagamento de principal ou juros subsequente, caso tenha havido qualquer alteração com referência às questões especificadas no certificado mencionado abaixo, o Emissor fornecerá ao Agente Fiscal e a cada Agente Pagador, um certificado de um Executivo Autorizado, instruindo o Agente Pagador com referência a se tal pagamento de principal ou qualquer juro sobre os referidos Títulos será efetuado sem retenção na fonte ou dedução por conta de quaisquer impostos, direitos, tributos, ou outros encargos governamentais de qualquer natureza, qualquer que seja. Caso qualquer das referidas retenções, ou deduções seja obrigatória, então, o referido certificado especificará a quantia, se houver, que deve ser retido ou deduzida do referido pagamento a ser efetuado aos portadores dos referidos Títulos, e o Emissor pagará ou fará com que sejam pagas, ao referido Agente Pagador, Importâncias Adicionais, se houver, que devam ser pagas, segundo os termos dos referidos Títulos, e se certificará de que o Emissor pagará a referida retenção ou dedução. O Emissor acorda indenizar cada Agente Pagador e mantê-lo ileso contra qualquer perda, responsabilidade ou despesa razoavelmente incidida, sem negligência ou má fé de sua parte, que surja em decorrência ou que tenha relação com aquelas medidas tomadas ou não tomadas por eles, em confiança em qualquer certificado fornecido em conformidade com a presente Seção 4(c).

Mediante solicitação, o Emissor fornecerá ao Agente Fiscal, a documentação ao que, razoavelmente satisfaça o Agente Fiscal, comprovando o pagamento dos impostos brasileiros com referência aos quais o Emissor tenha pago qualquer Importância Adicional. Cópias da referida documentação estarão à disposição dos portadores dos Títulos ou dos Agentes Pagadores, conforme aplicável, mediante solicitação dos mesmos.

(d) Cancelamento.

Todos os Títulos entregues ao Agente Fiscal (ou a qualquer outro Agente indicado pelo Emissor, em conformidade com a Seção 2 do presente), para pagamento, resgate ou registro de transferência, ou troca, conforme disposto no presente ou nos Títulos, serão marcados “cancelado” e, no caso de qualquer outro Agente, enviado ao Agente Fiscal. Todos os referidos Títulos podem ser destruídos pelo Agente Fiscal ou por qualquer outra pessoa que possa ser, conjuntamente, designada pelo Emissor e pelo Agente Fiscal, que, no caso dos referidos Títulos serem destruídos, subsequente, fornecerá certificados da referida destruição ao Emissor.

(e) Referências que Incluem Importâncias Adicionais.

Todas as referências, no presente Contrato, a principal e juros sobre quaisquer importâncias devidas com referência aos Títulos, a não ser que o contexto exija de outra forma, serão consideradas como que significando e incluindo todas as Importâncias Adicionais, se houver, pagáveis com referência aos mesmos, conforme consta do texto dos Títulos.

5. Títulos Definitivos.

- (a) Interesses em um Título Global depositado com o Depositário dos EUA, em conformidade com a Seção 1 (c), serão transferidos aos proprietários usufrutuários dos mesmos, na forma de Títulos definitivos certificados, somente se a referida transferência estiver em conformidade com a Seção 6(b) do presente Contrato e (i) o Depositário dos EUA notificar o Emissor de que ele não tem o desejo ou não é capaz de continuar como Depositário dos EUA para o referido Título Global ou se, em qualquer ocasião, o referido Depositário dos EUA deixar de ser um “órgão de compensação” registrado segundo a Lei de Câmbio de Títulos de 1934, conforme aditado (a “Lei de Câmbio”) e um depositário sucessor não for indicado pelo Emissor dentro de 90 dias após a referida notificação, ou (ii) um Caso de Inadimplemento (conforme definido no Parágrafo 10 dos termos e condições dos Títulos) tiver ocorrido e estiver continuando com referência aos Títulos.

- (b) Caso os interesses em qualquer Título Global sejam transferidos aos proprietários usufrutuários do mesmo, na forma de Títulos definitivos, em conformidade com a presente Seção 5, o referido Título Global será entregue pelo Depositário dos EUA ao Agente Fiscal, a ser transferido desta forma, sem ônus, e o Agente Fiscal autenticará e entregará, mediante a referida transferência de interesses com referência a do título global, um valor igual de principal total dos títulos definitivos de denominações autorizadas. Os Títulos definitivos transferidos em conformidade com a presente Seção 5, serão lavrados, autenticados e entregues somente nas denominações especificadas no formulário do Título anexado como Suplemento A do presente, e registrados naqueles nomes que o Depositário dos EUA oriente por escrito. Qualquer Título definitivo entregue, em troca de um interesse no Título Global Restrito, exceto conforme disposto de outra forma na Seção 6(f), portará a legenda com referência às restrições de transferência aplicáveis ao Título Global Restrito, especificadas no formulário do Título anexado como Suplemento A do presente.
- (c) Os Títulos definitivos serão emitidos somente na forma registrado, sem cupons de juros, e integralmente registrado, sem cupons de juros, em denominações mínimas de US\$ 10.000 e múltiplos inteiros de US\$ 1.000 para os valores superiores a este. Nenhuma cobrança de serviço será efetuada por qualquer registro de transferência ou troca de Títulos, mas o Agente Fiscal pode solicitar o pagamento de uma importância suficiente para cobrir qualquer imposto ou outro encargo governamental pagável com referência aos mesmos.
- (d) No caso da ocorrência de qualquer um dos eventos especificados no parágrafo (a) da presente Seção 5, o Emissor, imediatamente, colocará à disposição do Agente Fiscal, um suprimento razoável de Títulos certificados, na forma definitiva e integralmente registrados, sem cupons de juros.
- (e) No caso de qualquer Título definitivo se tornar danificado, rasurado, destruído, ser perdido ou roubado, o Emissor lavrará e, mediante solicitação do Emissor, o Agente Fiscal autenticará e entregará um novo Título definitivo, de teor similar (incluindo a mesma data de expedição) e igual valor de principal, registrado da mesma maneira, datado com a data de sua autenticação e portando juros a partir da data do cancelamento do interesse ou, ao invés e em substituição ao referido Título definitivo. No caso do referido Título definitivo ser destruído, perdido ou roubado, o requerente de um Título definitivo substituto fornecerá ao Emissor, comprovação satisfatória da referido destruição, perda ou roubo do Título definitivo, e da titularidade do mesmo. Mediante a emissão de qualquer Título definitivo substituto, o Emissor pode exigir o pagamento, por parte do portador registrado do mesmo, de uma importância suficiente para cobrar as taxas e despesas referentes a isto.

6. Registro, Transferência e Troca de Títulos.

- (a) O Arquivista manterá em seu Escritório de Fideicomisso, um registro dos Títulos (o “Registro de Títulos”) para o registro dos Títulos, e registro de transferências e trocas dos mesmos. Mediante apresentação de qualquer Título, para transferência ou troca, no escritório do Arquivista, acompanhado por um instrumento escrito de transferência ou troca, na forma aprovada pelo Emissor (ficando entendido que, até que uma notificação em contrario seja dada aos portadores de Títulos, considerar-se-á que o Emissor tenha aprovado a forma do instrumento de transferência ou troca, se houver, impresso em qualquer Título), lavrado pelo portador registrado, pessoalmente ou através de seu procurador para este fim, devidamente autorizado por escrito, o referido Título será transferido no Registro de Títulos, e um novo Título será autenticado e emitido em nome do cessionário.
- (b) Não obstante qualquer disposição ao contrário contida no presente, na medida em que um Título Global permanecer Pendente e for mantido por ou em nome do Depositário dos EUA, as transferências de um Título Global, no todo ou em parte, serão efetuados somente em conformidade com a Seção 5 ou a presente Seção 6(b).
- (i) Sujeitas à presente Seção 6(b), as transferências de um Título Global serão limitadas às transferências do referido Título Global no todo, mas não em parte, para pessoas indicadas pelo Depositário dos EUA ou para um sucessor do Depositário dos EUA ou uma pessoa indicada pelo referido sucessor.

Qualquer interesse usufrutuário em um dos Títulos Globais, que seja trocado por um interesse em outro Título Global, ou que seja transferido a uma pessoa que aceite a entrega na forma de um interesse em outro Título Global, mediante a transferência, deixará de ser um interesse em tal Título Global e se tornará um interesse no outro Título Global e, conseqüentemente, depois disto, estará sujeito a todas as restrições de transferência e outros procedimentos aplicáveis a interesses usufrutuários em tal outro Título Global, na medida em que tal interesse permanecer.

- (ii) Título Global Restrito para Título Global do Regulamento S. Caso um portador de um interesse usufrutuário no Título Global Restrito depositado com o Depositário dos EUA deseje, em qualquer ocasião, trocar seu interesse no referido Título Global Restrito por um interesse no Título Global do Regulamento S, ou transferir seu interesse no referido Título Global Restrito para uma pessoa que deseje aceitar a entrega do mesmo, na forma de um interesse no Título Global do Regulamento S, o referido portador pode, sujeito às regras e procedimentos do Depositário dos EUA, trocar ou fazer com que seja trocado, ou transferir ou fazer com que seja transferido, o referido interesse por um interesse usufrutuário equivalente no Título Global do Regulamento S. Mediante o recebimento, por parte do Agente Fiscal, como Agente de Transferência, em seu escritório na Cidade de Nova York de (1) as instruções dadas em conformidade com os procedimentos do Depositário dos EUA, por um membro do agente, que esteja orientando o Agente Fiscal a creditar ou fazer com que seja creditado um interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S em um valor igual ao interesse usufrutuário no Título Global Restrito a ser trocado ou transferido, (2) um mandado escrito, dado em conformidade com os procedimentos do Depositário dos EUA, contendo informações referentes à conta do Euroclear ou Cedel, que receberá o crédito do referido acréscimo e o nome da referida conta, e (3) um certificado que
- (A) para trocas efetuadas durante o Período de Restrição, seja na forma do Suplemento B anexado ao presente, dado pelo portador do referido interesse usufrutuário, especificando que a troca ou transferência do referido interesse tem sido efetuada em cumprimento às restrições de transferência aplicáveis aos Títulos e em conformidade e de acordo com o Regulamento S, e que o interesse transferido será mantido, imediatamente, através do Euroclear ou Cedel,
- (B) para trocas efetuados depois do vencimento do Período de Restrição, seja na forma do Suplemento C anexado ao presente, dado pelo portador do referido interesse usufrutuário, especificando que a troca ou transferência do referido interesse tem sido efetuada em cumprimento às restrições de transferência aplicáveis aos Títulos e (i) em conformidade e de acordo com o Regulamento S ou (ii) que o Título que está sendo trocado ou transferido não é um “título restrito” conforme definido na Regra 144 da Lei de Títulos, o Agente Fiscal, como Agente de Transferência, instruirá o Depositário dos EUA a reduzir o Título Global Restrito pelo valor de principal total do interesse usufrutuário no Título Global Restrito a ser trocado ou transferido desta forma, e o Agente Fiscal, como Agente de Transferência, instruirá o Depositário dos EUA, simultaneamente com a referida redução, a aumentar o valor de principal do Título Global do Regulamento S pelo valor de principal total do interesse usufrutuário no Título Global Restrito a ser trocado ou transferido desta forma, e a creditar ou fazer com que seja creditado na conta da pessoa especificada nas referidas instruções, um interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S, igual à redução no valor de principal do Título Global Restrito.
- (iii) Título Global do Regulamento S para Título Global Restrito. Caso um portador de um interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S depositado com o Depositário dos EUA deseje, em qualquer ocasião, trocar seu interesse no referido Título Global do Regulamento S por um interesse no Título Global Restrito, ou transferir seu interesse no referido Título Global do Regulamento S para uma pessoa que deseje aceitar a entrega do mesmo, na forma de um interesse no Título Global Restrito, o referido portador pode, sujeito às regras e procedimentos do Euroclear ou Cedel e do Depositário dos EUA, conforme possa ser o caso, trocar ou fazer com que seja trocado, ou transferir ou fazer com que seja transferido, o referido interesse por um interesse usufrutuário equivalente no Título Global Restrito. Mediante o recebimento, por parte do Agente Fiscal, como Agente de Transferência, em seu escritório na Cidade de Nova York de (1) as instruções do Euroclear, Cedel ou do Depositário dos EUA, conforme possa ser o caso, orientando o Agente Fiscal, como Agente de Transferência, a creditar ou fazer com que seja creditado um interesse usufrutuário no Título Global Restrito igual ao interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S a ser trocado ou transferido, as referidas instruções conterão informações referentes à conta do membro do agente, com o Depositário dos EUA, conta esta que receberá o crédito de tal aumento, e, com referência a uma troca ou transferência de um interesse no Título Global do Regulamento S, informações referentes à conta do membro do agente com o Depositário dos EUA, conta esta da qual será debitada a referida redução, e (2) com referência a uma troca ou transferência de um interesse no Título Global do Regulamento S, antes do vencimento do Período de Restrição, por um interesse no Título Global Restrito, um certificado na forma do

Suplemento D anexado ao presente, dado pelo portador do referido interesse usufrutuário, e especificando que a pessoa que está transferindo o referido interesse no Título Global do Regulamento S acredita, de forma razoável, que a pessoa que está adquirindo o referido interesse no Título Global Restrito, é um comprador institucional qualificado (conforme definido na Regra 144A) e está obtendo o referido interesse usufrutuário em uma transação que cumpra as exigências da Regra 144A, o Agente Fiscal, como Agente de Transferência, instruirá o Depositário dos EUA a reduzir o Título Global do Regulamento S pelo valor de principal total do interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S a ser trocado ou transferido, e o Agente Fiscal, como Agente de Transferência, instruirá o Depositário dos EUA, simultaneamente com a referida redução, a aumentar o valor de principal do Título Global Restrito pelo valor de principal total do interesse usufrutuário no Título Global do Regulamento S a ser trocado ou transferido desta forma, e a creditar ou fazer com que seja creditado na conta da pessoa especificada nas referidas instruções, um interesse usufrutuário no Título Global Restrito, igual à redução no valor de principal do Título Global do Regulamento S.

- (iv) Outras Trocas. No caso de um Título Global ser trocado por Títulos certificados, na forma registrado definitivo, sem cupons de juros, em conformidade com a Seção 5(a) do presente, os referidos Títulos podem ser trocados ou transferidos para um outro somente em conformidade com aqueles procedimentos que sejam, substancialmente, consistentes, com as disposições das cláusulas (ii) e (iii) acima (incluindo as exigências de certificação que têm a intenção de garantir que as referidas trocas ou transferências cumprirão a Regra 144 ou o Regulamento S da Lei de Títulos, conforme possa ser o caso) e conforme possam ser, de tempos em tempos, adotados pelo Emissor e o Agente Fiscal.
- a. Sucessivos registros e registros de transferências e trocas, conforme constam acima, podem ser efetuados, de tempos em tempos, conforme desejado, e cada um dos referidos registros será anotado no Registro de Títulos. Nenhuma cobrança de serviço será efetuada por qualquer registro de transferência ou troca de Títulos, mas o Agente Fiscal pode solicitar o pagamento de uma importância suficiente para cobrir qualquer imposto ou outro encargo governamental pagável com referência aos mesmos, e de quaisquer outras importâncias que devam ser pagas segundo as disposições dos Títulos.
- b. Qualquer Agente de Transferência indicado em conformidade com a Seção 2 do presente, fornecerá ao Agente Fiscal aquelas informações que o Agente Fiscal possa, razoavelmente, solicitar com referência à entrega dos Títulos, por parte do referido Agente de Transferência, mediante a transferência ou troca dos Títulos.
- c. Nem o Arquivista, nem qualquer dos Agentes de Transferência, registrarão a troca de interesses em um Título Global por Títulos certificados, nem a transferência ou troca de Títulos certificados, por um período de 15 dias anteriores à data de vencimento para qualquer pagamento de principal ou juros sobre os Títulos.
- d. Se os Títulos são emitidos mediante transferência, troca ou reposição de Títulos que não portem as legendas exigidas pelo formulário do Título anexado como Suplemento A do presente (coletivamente, a “Legenda”), os Títulos emitidos desta forma não portarão a Legenda. Caso os Títulos sejam emitidos mediante transferência, troca ou reposição de Títulos que portem a Legenda, ou caso uma solicitação seja feita, para a remoção da Legenda em um Título, os Títulos emitidos desta forma deverão conter a Legenda, ou a Legenda não será removida, conforme possa ser o caso, a não ser que o Emissor e o Agente Fiscal recebam comprovação satisfatória, que pode incluir um parecer de um assessor jurídico licenciado a praticar o direito no Estado de Nova York, conforme possa ser razoavelmente solicitado pelo Emissor, de que nem a Legenda, nem as restrições com referência a transferências especificadas no mesmo, são necessárias com a finalidade de garantir que as transferências dos mesmos estejam de acordo com as disposições da Regra 144A, Regra 144 ou Regulamento S da Lei de Títulos, ou de que os referidos Títulos não são “títulos restritos” dentro do significado da Regra 144 da Lei de Títulos. Mediante apresentação da referida comprovação satisfatória, o Agente Fiscal, a critério do Emissor, autenticará e entregará um Título que não porte a Legenda. Caso a Legenda seja removida da face de um Título, e o Título seja, subsequente, mantido pelo Emissor ou uma afiliada do Emissor, e o Agente de Transferência obtenha o real conhecimento de que o referido Título seja mantido desta forma, a Legenda será reinsertada e o Emissor, mediante o real conhecimento de que o referido Título é mantido por tal afiliada, notificará o Agente de Transferência, por escrito.

- e. No caso do Emissor comprar os Títulos, em parte, mas não no todo, dos portadores dos mesmos, em conformidade com o Parágrafo 7 dos termos e condições dos Títulos, o Agente Fiscal cancelará ambos os Títulos Globais e autenticará e entregará ao Depositário dos EUA, novos Títulos Globais, cujos valores de principal corresponderão aos valores de principal constantes dos registros do Depositário dos EUA na ocasião; conquanto que, em nenhum caso, o Agente Fiscal será autorizado a autenticar e entregar novos Títulos Globais com um valor de principal total que exceda o valor de principal total dos Títulos então Pendentes.

7. Resgate.

Os Títulos não podem ser resgatados antes de sua data de vencimento, conforme especificado no texto dos Títulos, exceto sob circunstâncias especificadas nos mesmos. Caso, sob as circunstâncias descritas nos mesmos, qualquer dos Títulos seja resgatado antes do vencimento, as disposições dos Títulos e as seguintes disposições serão aplicáveis:

- (a) Caso o Agente Fiscal receba uma notificação de um portador, em conformidade com o Parágrafo 6 (b) dos Títulos, solicitando que o Emissor resgate alguns ou todos os Títulos mantidos pelo referido portador, o Agente Fiscal, imediatamente, fornecerá uma cópia da referida notificação ao Emissor.
- (b) No máximo 60 e, no mínimo, 30 dias antes de qualquer data designada para o resgate dos Títulos, em conformidade com o Parágrafo 6(a) dos Títulos, o Emissor dará uma notificação escrita ao Agente Fiscal, de que os Títulos serão resgatados na data de resgate especificada na referida notificação. O Agente Fiscal notificará os portadores dos Títulos, no mínimo, 15 dias antes da data estabelecida para qualquer dos referidos resgates, da escolha do Emissor em resgatar os Títulos.
- (c) No máximo 60 e, no mínimo, 30 dias antes de qualquer data designada para o resgate dos Títulos, em conformidade com o Parágrafo 5 dos Títulos, o Emissor dará uma notificação escrita ao Agente Fiscal, de que os Títulos serão resgatados na data de resgate especificada na referida notificação. Na ocasião da entrega da notificação de resgate, em conformidade com a subseção (c), o Emissor entregará ao Agente Fiscal, o certificado descrito no Parágrafo 5 dos Títulos. O Agente Fiscal notificará os portadores dos Títulos, no mínimo, 15 dias antes da data estabelecida para qualquer dos referidos resgates. A notificação dada segundo o presente, será irrevogável.
- f. Mediante o recebimento de notificação por parte do Emissor, em conformidade com a subseção (b) ou (c) acima, o Agente Fiscal fará com que seja publicada ou enviada pelo correio, em nome do Emissor, uma notificação de resgate dos Títulos relevantes, naquelas ocasiões e daquela maneira disposta nos Títulos. A referida notificação especificará (A) a data fixada para o resgate, (B) o preço de resgate, (C) o local ou locais de pagamento, (D) que o pagamento será efetuado, no caso de Títulos definitivos, mediante apresentação e entrega dos Títulos a serem resgatados, e, no caso de quaisquer Títulos Globais, mediante apresentação para endosso ou entrega, e (E) que até a referida data, juros sobre o valor de principal que esteja sendo resgatado, deixarão de ser cobrados. A referida notificação especificará que as condições precedentes para o referido resgate ocorreram e descreverá as mesmas. Todas as notificações de resgate dos Títulos serão efetuadas em nome e às custas do Emissor.
- g. O Agente Fiscal, imediatamente, fornecerá a cada Agente Pagador, uma cópia de cada notificação de resgate.
- h. Caso uma notificação de resgate seja depositada com o Agente Fiscal por um portador, conforme disposto no Parágrafo 6(b) dos Títulos, e recebida pelo Agente Fiscal, no mínimo 30 e, no máximo, 60 dias civis antes da data de resgate, os Títulos especificados na referida notificação se tornarão devidos e pagáveis na data especificada nos Títulos, ao preço de resgate aplicável, junto com os juros acumulados, se houver, até a data fixada para o resgate, e Importâncias Adicionais, se houver, e juros sobre os Títulos a serem resgatados até a referida data, deixarão de ser cobrados e nenhum pagamento será efetuado com referência aos mesmos. Mediante a apresentação e entrega dos referidos Títulos, naquele local ou locais para pagamento, os referidos Títulos serão pagos e resgatados pelo Emissor, ao preço de resgate aplicável, junto com os juros acumulados, se houver, até a data fixada para o resgate.

Portadores de interesses usufrutuários representados por Títulos Globais têm que cumprir as respectivas regras e procedimentos da DTC, Euroclear e Cedel. Para os fins de resgate de qualquer interesse usufrutuário representado por um Título Global, o Emissor e o Agente Fiscal considerarão qualquer medida tomada pelo Cedel, Euroclear ou DTC com referência a todos ou parte dos Títulos registrados em seus nomes ou nos nomes das pessoas indicadas por eles como pessoas autorizadas pelos proprietários usufrutuários dos mesmos. Qualquer notificação dada em conformidade com o presente parágrafo pode ser cancelada em qualquer ocasião antes da data de resgate, através de comunicação escrita ao Agente Fiscal.

8. Entrega de Determinadas Informações.

Na medida em que qualquer dos Títulos estiver Pendente, em qualquer ocasião quando o Emissor não estiver sujeito à Seção 13 ou 15(d) da Lei de Câmbio, e não estiver isento de prestar relatório em conformidade com a Regra 12g3-2(b) da Lei de Câmbio, mediante solicitação de um portador ou proprietário usufrutuário de um Título, o Emissor, imediatamente, fornecerá as “Informações da Regra 144A” (conforme definidas abaixo), ou fará com que as mesmas sejam fornecidas para o referido portador ou proprietário usufrutuário, para um comprador prospectivo do referido Título designado pelo referido portador ou proprietário usufrutuário, ou para o Agente Fiscal, para entrega ao referido portador ou proprietário usufrutuário ou a um comprador prospectivo designado pelo referido proprietário usufrutuário, conforme possa ser o caso, com a finalidade de permitir o cumprimento, por parte do referido portador ou proprietário usufrutuário da Regra 144A da Lei de Títulos, com referência à revenda do referido Título por tal portador ou proprietário usufrutuário. As “Informações da Regra 144A” serão aquelas informações especificadas em conformidade com a Regra 144A(d)(4) da Lei de Títulos (ou qualquer disposição que suceda a mesma).

9. Condições das Obrigações do Agente Fiscal.

O Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador e os Agentes de Transferência, por meio do presente, individualmente, aceitam suas respectivas obrigações contidas no presente, segundo os termos e condições deste, incluindo o seguinte, tudo o que o Emissor acorda e a tudo o que os direitos dos portadores dos Títulos, de tempos em tempos, estão sujeitos:

(a) Compensação e Indenização.

O Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, os Agentes Pagadores e os Agentes de Transferência terão o direito à compensação razoável, conforme acordada por escrito com o Emissor, por todos os serviços prestados por eles, e o Emissor acorda, imediatamente, pagar a referida compensação e reembolsar o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, os Agentes Pagadores e os Agentes de Transferência por todas as pequenas despesas (incluindo honorários advocatícios) incididas com referência aos serviços prestados segundo o presente, conforme acordado entre o Emissor e o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, os Agentes Pagadores e os Agentes de Transferência, conforme possa ser o caso. O Emissor também acorda indenizar tanto o Agente Fiscal quanto o Arquivista, o Agente Pagador Principal, os Agentes Pagadores e os Agentes de Transferência e mantê-los ilesos contra qualquer perda, responsabilidade ou despesa incidida sem negligência ou má fé, que surja em decorrência ou que tenha relação com sua aceitação ou aplicação de seus deveres segundo o presente Contrato, bem como todos os custos e despesas razoáveis para a defesa contra qualquer reivindicação de responsabilidade com base no que foi disposto acima. As obrigações do Emissor segundo a presente Seção 9(a) subsistirá ao pagamento de todos os Títulos ou à renúncia ou demissão do Agente Fiscal, do Agente Pagador Principal, dos Agentes Pagadores e dos Agentes de Transferência, conforme possa ser o caso.

(b) Aqüência.

Atuando segundo o presente Contrato e com referência aos Títulos, o Agente Fiscal está atuando exclusivamente como agente do Emissor e não assume qualquer responsabilidade pela precisão das declarações contidas nos Títulos (exceto pela precisão da declaração constante em seu certificado de autenticação nos mesmos), e nem o Agente Fiscal, nem o Arquivista, nem o Agente Pagador Principal, nem qualquer dos Agentes Pagadores, nem qualquer dos Agentes de Transferência, assumirá qualquer obrigação ou relacionamento de agência ou fideicomisso, perante ou com qualquer dos proprietários ou portadores de

Títulos, exceto que os fundos mantidos pelo Agente Fiscal, pelo Arquivista, pelo Agente Pagador Principal, por qualquer Agente Pagador ou por qualquer Agente de Transferência, para o pagamento do principal e de quaisquer juros com referência aos Títulos, serão mantidos em fideicomisso para os referidos proprietários ou portadores, conforme possa ser o caso, mas não precisam ser segregados de outros fundos, exceto conforme exigido por lei; conquanto que, no entanto, o numerário mantido com referência aos Títulos que permanecem não reclamados ao final de dois anos após o referido principal e os referidos juros se tornarem devidos e pagáveis (quer seja no vencimento, mediante convocação para resgate ou de outra forma) será pago ao Emissor e, subseqüentemente, o portador só considerará o Emissor para pagamentos dos mesmos como um credor não segurado, e o Emissor não será responsável por pagar quaisquer impostos ou outros direitos com referência a tais pagamentos, conquanto que, no entanto, a não ser que seja disposto de outra forma pela lei aplicável, o direito em receber o pagamento do principal de qualquer Título (quer seja no vencimento, resgate ou de outra forma) se tornará nulo ao final de 10 anos após a Mediante o referido pagamento depois de dois anos, o fideicomisso mencionado acima, com referência a tais Títulos, terminará e toda a responsabilidade do Agente Fiscal e dos Agentes Pagadores com referência a tais fundos, conseqüentemente, terminará.

(c) Recomendação do Assessor Jurídico.

O Agente Fiscal e qualquer dos Agentes Pagadores ou dos Agentes de Transferência indicados pelo Emissor, em conformidade com a Seção 2 do presente, podem consultar seus respectivos assessores jurídicos ou outro assessor jurídico que satisfaça a eles, e o parecer escrito do referido assessor jurídico será uma autorização e proteção plena e conclusiva com referência a qualquer medida tomada, não tomada ou sofrida por eles segundo o presente, de boa fé e sem negligência, e em conformidade com o referido parecer.

(d) Confiança.

O Agente Fiscal e qualquer dos Agentes Pagadores ou Agentes de Transferência indicados pelo Emissor em conformidade com a Seção 2 do presente, serão protegidos e mantidos ilesos com referência a, e não incidirão em qualquer responsabilidade por ou com referência a, qualquer medida tomada ou deixada de ser tomada ou ação sofrido por ele, por confiar em qualquer Título, notificação, orientação, consentimento, certificado, declaração sob juramento, declaração, ou outro documento ou instrumento que ele, de boa fé e sem negligência, acredite ser autêntico e ter sido aprovado ou assinado pelas partes apropriadas.

(e) Interesse nos Títulos, etc.

O Agente Fiscal e qualquer dos Agentes Pagadores ou Agentes de Transferência indicados pelo Emissor em conformidade com a Seção 2 do presente, e seus respectivos executivos, diretores e funcionários, podem se tornar os proprietários de, ou adquirir qualquer interesse em qualquer dos Títulos, com os mesmos direitos que teriam se não fossem o Agente Fiscal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência ou a referida pessoa, e podem se envolver ou estar interessados em qualquer transação financeira ou outra com o Emissor, e podem agir em, ou como depositário, fideicomissário ou agente para, qualquer comissão ou conjunto de portadores dos Títulos ou outras obrigações do Emissor, de forma tão livre como se não fossem o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência, ou a referida pessoa.

(f) Não Obrigação por Juros.

Sujeito a qualquer contrato entre o Emissor e o Agente Fiscal ao contrário, o Agente Fiscal ou o Agente Pagador Principal não terá qualquer responsabilidade por juros sobre quantias, em qualquer ocasião recebidas por ele, em conformidade com qualquer das disposições do presente Contrato ou dos Títulos.

(g) Certificações.

Sempre que, na administração do presente Contrato, o Agente Fiscal considerar desejável que uma questão seja comprovada ou estabelecida antes de tomar, sofrer ou deixar de tomar qualquer medida segundo o presente, o Agente Fiscal (a não ser que outra comprovação seja, especificamente disposta no presente) pode, na ausência de má fé ou negligência de sua parte, confiar em um certificado assinado por um Executivo Autorizado e entregue ao Agente Fiscal.

(h) Nenhuma Obrigação Implícita.

Os deveres e obrigações do Agente Fiscal serão determinados exclusivamente pelas disposições expressas no presente Contrato, e o Agente Fiscal não será responsável exceto pelo cumprimento dos referidos deveres e obrigações que sejam, especificamente, dispostos no presente Contrato, e nenhum acordo ou obrigação implícita será interpretado no presente Contrato, contra o Agente Fiscal. Nenhuma disposição do presente Contrato fará com que o Agente Fiscal gaste ou arrisque seus próprios fundos, ou incida em qualquer responsabilidade, ou cumpra qualquer dever, ou exerça qualquer direito ou poder segundo o presente Contrato, a não ser que ele receba uma oferta dos portadores dos Títulos ou do Emissor do título e uma indenização, que o satisfaça de forma razoável, contra qualquer custo, despesa ou responsabilidade (incluindo honorários advocatícios) que possa ser incidido em virtude do cumprimento de qualquer dos referidos deveres ou exercício de qualquer dos referidos direitos ou poderes.

10. Renúncia e Indicação do Sucessor.

(a) Agente Fiscal e Agente Pagador.

O Emissor acorda, para o benefício dos portadores dos Títulos, de tempos em tempos, que, em todas as ocasiões, haverá um Agente Fiscal segundo o presente, que será um banco ou uma companhia de fideicomisso organizada e realizando negócios segundo as leis dos Estados Unidos da América ou do Estado de Nova York, em situação regular e tendo um local de negócios estabelecido na Cidade de Nova York, Nova York, e autorizado segundo as referidas leis, para exercer poderes societários de fideicomisso, até que todos os Títulos autenticados e entregues segundo o presente: (i) tenham sido entregues ao Agente Fiscal para cancelamento ou (ii) se tornem devidos e pagáveis, e uma importância suficiente para pagar o principal e os juros com referência aos Títulos tenha sido colocada à disposição para pagamento, e tenham sido pagos ou devolvidos ao Emissor, conforme disposto no presente e nos referidos Títulos.

(b) Renúncia.

O Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, qualquer dos Agentes Pagadores ou Agentes de Transferência pode renunciar, em qualquer ocasião, dando notificação escrita para o Emissor da intenção de sua parte, especificando a data na qual a renúncia pretendida entrará em vigor, conquanto que a referida data não seja inferior a trinta (30) dias após a data na qual a notificação é dada, a não ser que o Emissor acorde aceitar uma notificação com antecedência inferior a esta. O Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, qualquer dos Agentes Pagadores ou Agentes de Transferência segundo o presente, pode ser demitido em qualquer ocasião, através da protocolização, com ele, de um instrumento escrito assinado em nome do Emissor, e especificando a referida demissão e a data quando a mesma entrará em vigor. Não obstante as datas em que uma renúncia ou demissão entrar em vigor, conforme possa ser o caso, a serem especificados em conformidade com as orações anteriores, a referida renúncia ou demissão entrará em vigor somente mediante a indicação, por parte do Emissor, conforme disposto doravante no presente, de um Agente Fiscal (que, para se qualificar como tal, será um banco ou uma companhia de fideicomisso organizada e realizando negócios segundo as leis dos Estados Unidos da América ou do Estado de Nova York, em situação regular, e tendo e atuando através de um local de negócios estabelecido na Cidade de Nova York, Nova York, autorizado segundo as referidas leis, para exercer poderes societários de fideicomisso, e tendo um capital combinado e superávit superior a US\$ 5°000.000), Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor e a aceitação da referida indicação pela parte sucessora. Mediante sua renúncia ou demissão, o Agente Fiscal terá o direito de receber um pagamento, efetuado pelo Emissor, em conformidade com a Seção 9 do presente, de uma compensação por serviços prestados, e a um reembolso de pequenas despesas incididas segundo o presente.

(c) Sucessores.

Caso, em qualquer ocasião, o Agente Fiscal, o Arquivista, qualquer dos Agentes Pagadores, caso o referido Agente Pagador seja o único Agente Pagador localizado em um local no qual, pelos termos dos Títulos ou do presente Contrato, o Emissor seja obrigado a manter um Agente Pagador, ou qualquer dos Agentes de Transferência, caso o referido Agente de Transferência seja o único Agente de Transferência localizado em um local no qual, pelos termos dos Títulos ou do presente Contrato, o Emissor seja obrigado a manter um Agente de Transferência, renuncie, ou seja demitido, ou se torne incapacitado de atuar, ou seja considerado falido ou insolvente, ou protocolize uma petição voluntária de falência, ou entre em concordata, ou consinta

na indicação de um síndico para todo ou qualquer parte substancial de seus bens, ou admita, por escrito, sua incapacidade em pagar ou saldar suas dívidas à medida em que cada uma delas se torne devida, ou caso um síndico, para ele ou todo ou qualquer parte substancial de seus bens, seja indicado, ou caso um mandado de qualquer tribunal seja protocolizado, aprovando qualquer petição registrada por ou contra ele, segundo as disposições de qualquer legislação de indicação de síndico, falência, insolvência, reorganização ou outra legislação similar aplicável, ou caso qualquer oficial público tome a administração ou o controle dele ou de seus bens ou negócios, para os fins de reabilitação, preservação ou liquidação, um Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor, conforme possa ser o caso, qualificado conforme mencionado acima, será indicado pelo Emissor, através de um instrumento escrito, protocolizado com o Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor, conforme possa ser o caso, e o Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência predecessor, conforme possa ser o caso. Mediante a indicação, conforme consta acima, de um Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor, e a aceitação, por parte do referido sucessor, de tal indicação, o Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência então substituído, deixará de ser um Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência, conforme possa ser o caso, segundo o presente. Caso nenhum Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, outro Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor tenha sido indicado desta forma, pelo Emissor, e tenha aceito a indicação conforme disposto no presente a seguir, e, no caso do referido outro Agente Pagador, caso tal outro Agente Pagador seja o único Agente Pagador localizado em um local no qual, pelos termos dos Títulos ou do presente Contrato, o Emissor seja obrigado a manter um Agente Pagador, então qualquer portador de um Título, que tenha sido um portador, em situação regular, de um Título, durante, pelo menos, seis meses (Título este que, no caso de tal outro Agente Pagador, é mencionado na presente oração), em nome de si próprio e de todos os demais situados de forma similar, ou o Agente Fiscal, pode peticionar, a qualquer tribunal de jurisdição competente, a indicação de um agente sucessor. O Emissor dará, imediatamente, uma notificação escrita a cada um dos demais Agentes Pagadores, com referência à indicação de um Agente Fiscal sucessor.

(d) Reconhecimento.

Qualquer Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor, indicado segundo o presente, lavrará, reconhecerá e entregará a seu predecessor e ao Emissor, um instrumento aceitando a referida indicação segundo o presente, e, subseqüentemente, o referido Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor, sem qualquer outro ato, escritura ou transferência, se tornará investido, com toda a autoridade, direito, poder, fideicomisso, imunidade, dever e obrigação do referido predecessor, com o mesmo efeito como se fosse originalmente indicado como um Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência segundo o presente, e o referido predecessor, mediante o pagamento de sua compensação e reembolso de seus gastos ainda não pagos, será obrigado, subseqüentemente, a transferir, entregar e pagar, e o referido Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência sucessor terá o direito de receber, todas as importâncias, títulos, livros, registros ou outros bens depositados com ou mantidos pelo referido predecessor como Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador Principal, Agente Pagador ou Agente de Transferência segundo o presente.

(e) Fusões, Consolidações, etc.

Qualquer companhia na qual o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência segundo o presente, possa se fundir, ou qualquer companhia resultante de qualquer fusão ou consolidação da qual o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência seja uma parte, ou qualquer companhia à qual o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência venda ou, de outra forma, transfira todos ou substancialmente todos os bens e negócios do Agente Fiscal, conquanto que a mesma seja qualificada conforme consta acima, será o Agente Fiscal, o Arquivista, o Agente Pagador Principal, o Agente Pagador ou o Agente de Transferência sucessor segundo o presente Contrato, sem a lavratura ou protocolização de qualquer instrumento ou qualquer ato adicional por parte de qualquer das partes do presente.

11. Pagamento de Impostos.

O Emissor pagará todas as estampilhas e outros direitos documentários similares, se houver, que possam ser cobrados pelo Brasil, Reino Unido, Estados Unidos da América ou qualquer subdivisão política de um destes, ou autoridade de tributação dos mesmos ou nos mesmos, com referência ao presente Contrato ou à expedição inicial dos Títulos.

12. Assembléias, Aditamentos e Dispensas.

(a) Convocação de Assembléia, Notificação e Quorum.

Uma assembléia de portadores de Títulos pode ser convocada em qualquer ocasião e de tempos em tempos, para tomar, conceder ou efetuar qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa (termo este que, conforme usado na presente Seção 12, incluirá renúncias de inadimplementos passados) ou outra medida disposta no presente Contrato ou nos Títulos para que seja tomado, dado ou efetuado pelos portadores de Títulos, ou para modificar, aditar ou suplementar os termos dos Títulos ou do presente Contrato, conforme disposto no presente a seguir. O Agente Fiscal pode, em qualquer ocasião, convocar uma assembléia de portadores de Títulos, para qualquer finalidade, a ser realizada naquela hora e naquele local, dentro da Cidade de Nova York, Nova York, que o Agente Fiscal determine. Notificação de todas as assembléias de portadores de Títulos, especificando a hora e o local da referida assembléia, e, em geral, os termos da medida proposta que seja tomada na referida assembléia, será dada conforme disposto nos termos dos Títulos, no mínimo 30 e, no máximo, 60 dias antes da data fixada para a assembléia. Caso, em qualquer ocasião, o Emissor ou os portadores de, pelo menos, 1% do valor de principal total dos Títulos Pendentes (conforme definido na Subseção (d) da presente seção) tenham solicitado que o Agente Fiscal convoque uma assembléia dos portadores dos Títulos para qualquer destes fins, através de uma solicitação escrita especificando, em detalhes razoáveis, a medida proposta que seja tomada na assembléia, o Agente Fiscal convocará a referida assembléia para aquelas finalidades dando notificação da mesma.

Para ter direito a voto em qualquer assembléia de portadores de Títulos, uma pessoa será um portador de Títulos Pendentes ou uma pessoa devidamente indicada por um instrumento escrito como o procurador do referido portador. As pessoas que tenham direito de voto e que representem a maioria do valor de principal dos Títulos Pendentes constituirá um quorum. Na reconvocação de qualquer assembléia adiada por falta de quorum, as pessoas que tenham direito a 25% dos votos do valor de principal dos Títulos Pendentes constituirão um quorum, para a tomada de qualquer medida especificada na notificação da assembléia original. O Agente Fiscal pode fazer aqueles regulamentos razoáveis e de costume que ele julgar aconselháveis para qualquer assembléia de portadores de Títulos, com referência à comprovação da indicação de procuradores para os portadores de Títulos, data de registro para determinação de portadores registrados de Títulos que tenham direito de voto na referida assembléia (data esta que será especificada na notificação de convocação da referida assembléia mencionada acima, e que não será inferior a 30 e superior a 60 dias antes da referida assembléia), adiamento e presidência da referida assembléia, indicação e deveres dos inspetores dos votos, apresentação e exame das procurações, certificados e outras comprovações do direito de voto, e demais questões referentes à condução da assembléia, conforme ele julgar conveniente. Um registro, no mínimo em três vias, dos procedimentos de cada assembléia de portadores de Títulos, será preparada pela parte que convocou a assembléia e uma das referidas cópias será entregue ao Emissor e outra ao Agente Fiscal, para ser mantida pelo Agente Fiscal.

(b) Aprovação

- (i) Em qualquer assembléia de portadores de Títulos devidamente convocada e realizada conforme disposto acima, mediante o voto afirmativo, pessoalmente ou através de procurador para a mesma, devidamente autorizado por escrito, dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, representados na referida assembléia (conquanto que, no entanto, o referido voto afirmativo será de, pelo menos, 25% do valor de principal total dos Títulos então Pendentes) ou (ii) com o consentimento escrito dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, o Emissor pode modificar, aditar ou suplementar os termos dos Títulos, e o Emissor e o Agente Fiscal podem modificar, aditar ou suplementar os termos do

presente Contrato, de qualquer maneira que seja, e os portadores dos Títulos podem efetuar, tomar ou conceder qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida disposta no presente Contrato ou nos Títulos para que seja efetuado, dado ou tomado pelos portadores de Títulos, conquanto que, no entanto, nenhuma destas medidas, modificações, aditamentos, suplementos ou renúncias pode, sem o consentimento do portador de cada um dos Títulos afetados pelos mesmos, (A) alterar o vencimento estabelecido para o principal ou qualquer prestação de juros com referência aos Títulos, nem alterar a data em que os Títulos podem ser resgatados à opção do portador do mesmo, (B) reduzir o valor de principal de qualquer dos Títulos ou a taxa de juros sobre os mesmos, ou o preço de resgate pagável com referência aos mesmos, (C) alterar a moeda ou unidade monetária na qual, ou o local exigido no qual, o pagamento com referência ao principal ou juros sobre os Títulos são pagáveis, (D) reduzir a porcentagem de valor de principal mencionada acima com referência aos Títulos Pendentes, cujo voto ou consentimento dos portadores dos mesmos seja necessário para modificar, aditar ou suplementar o presente Contrato ou os termos e condições dos Títulos, ou efetuar, tomar ou conceder qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida disposta no presente ou nos mesmos para que seja efetuado, dado ou tomado, (E) reduzir a porcentagem do valor de principal dos Títulos Pendentes, que constitui o quorum necessário em qualquer assembleia de portadores de Títulos, na qual uma resolução é adotada, ou (F) renunciar um inadimplemento com referência ao pagamento de qualquer importância devida segundo os Títulos. Além disso, em qualquer assembleia de portadores de Títulos devidamente convocada e realizada conforme consta acima, mediante o voto afirmativo, pessoalmente ou através de procurador devidamente autorizado por escrito, dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, ou através de consentimento escrito dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, os portadores de Títulos podem rescindir uma declaração da antecipação do valor de principal dos Títulos outra que não uma declaração resultante de um descumprimento em pagar, qualquer importância devida segundo os Títulos.

O Emissor e o Agente Fiscal podem, sem o voto ou consentimento de qualquer portador de Títulos, aditar o presente Contrato ou os Títulos para os fins de (a) acrescentar obrigações ao Emissor para o benefício dos portadores de Títulos, ou (b) cancelar qualquer direito ou poder conferido ao Emissor, ou (c) segurar os Títulos, em conformidade com as exigências do presente, dos mesmos ou de outra forma, ou (d) comprovar a sucessão de outra companhia ao Emissor, e a assunção, por parte do referido sucessor, das obrigações e acordos do Emissor, constantes do presente, nos Títulos, conforme permitido pelo presente Contrato e pelos Títulos, respectivamente, ou (e) modificar as restrições e procedimentos com referência à revenda e outras transferências dos Títulos, na medida exigida por qualquer alteração na legislação ou regulamento aplicável (ou na interpretação do mesmo) ou nas práticas referentes à revenda ou transferência de títulos restritos em geral, ou (f) acomodar a emissão, se houver, dos Títulos no livro de registro ou formulário certificado e questões referentes aos mesmos, ou (g) sanar qualquer ambigüidade ou corrigir ou suplementar qualquer disposição contida no presente ou nos Títulos, em uma maneira que não afete, de forma adversa, o interesse de um portador dos Títulos em qualquer aspecto material, ou (h) dar efeito a qualquer aditamento que não afete, de forma adversa, o interesse de qualquer portador de Títulos e que o Emissor e o Agente Fiscal possam, mutuamente, considerar necessário ou aconselhável.

Não será necessário, para o voto ou consentimento dos portadores dos Títulos, aprovar um determinado formulário de qualquer modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida proposta, mas será suficiente que o referido voto ou consentimento aprove a substância do mesmo.

(c) Natureza Vinculatória dos Aditamentos, Notificações, Minutas, etc.

Qualquer instrumento dado por ou em nome de qualquer portador de um Título, com referência a qualquer consentimento ou voto para qualquer das referidas modificações, aditamentos, suplementos, solicitações, demandas, autorizações, instruções, notificações, consentimentos, dispensas ou outras medidas, será irrevogável uma vez que seja dado, e será definitivo e vinculará todos os subsequentes portadores do referido Título ou do Título emitido, direta ou indiretamente, na troca ou substituição do mesmo ou em

lugar deste. Quaisquer das referidas modificações, aditamentos, suplementos, solicitações, demandas, autorizações, instruções, notificações, consentimentos, dispensas ou outras medidas tomadas, efetuados ou dados em conformidade com a primeira oração da Seção 12(b) do presente, serão conclusivos e vincularão todos os portadores de Títulos, quer os mesmos tenham ou não dado seu consentimento ou apresentado seus votos, ou tenham ou não estado presentes em qualquer assembléia, e quer uma nota com referência a tal modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida seja ou não colocado nos referidos Títulos. Uma notificação de qualquer modificação, alteração, aditamento, suplemento, ou solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida com referência aos Títulos ou ao presente Contrato (outro que não para os fins de sanar qualquer ambigüidade ou sanar, corrigir ou suplementar qualquer disposição defeituosa do presente ou dos mesmos), será dada a cada portador de Títulos afetados pelos mesmos, em todos os casos conforme disposto nos Títulos.

Os Títulos autenticados e entregues depois que a referida modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida entrar em vigor, podem portar uma nota na forma aprovada pelo Emissor, com referência a qualquer questão disposta no referida modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida. Os novos Títulos modificados de forma a conformarem, na opinião do Emissor, com qualquer das referidas modificações, aditamentos, suplementos, solicitações, demandas, autorizações, instruções, notificações, consentimentos, dispensas ou outras medidas tomadas, efetuados ou dados em conformidade com a primeira oração da Seção 12(b) do presente, podem ser preparados pelo Emissor, autenticados pelo Agente Fiscal, e entregues em troca pelos Títulos Pendentes.

(d) “Pendente” Definido.

Para os fins das disposições do presente Contrato e dos Títulos, qualquer Título autenticado e entregue em conformidade com o presente Contrato será, em qualquer data de determinação, considerado como sendo “Pendente”, exceto:

- (i) Títulos cancelados subseqüentemente pelo Agente Fiscal, pelo Arquivista, por qualquer dos Agentes Pagadores ou qualquer dos Agentes de Transferência, ou entregues ao Agente Fiscal para cancelamento;
- (ii) Títulos que tenham sido chamados para resgate, em conformidade com seus termos, ou que tenham se tornado devidos e pagáveis no vencimento ou de outra forma, e com referência aos quais importâncias suficientes para pagar o principal dos mesmos e quaisquer juros e Importâncias Adicionais sobre os mesmos, tenham sido pagas ou devidamente aprovadas; e
- (iii) Títulos em lugar dos quais, ou em substituição aos quais, outros Títulos foram autenticados e entregues em conformidade com o presente Contrato;

conquanto que, no entanto, na determinação de se os portadores do valor de principal necessário de Títulos Pendentes estão presentes em uma assembléia de portadores de Títulos para fins de quorum ou deram seu consentimento, ou tenham votado a favor de qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa, aditamento, modificação ou suplemento segundo o presente, Títulos de propriedade, direta ou indireta, do Emissor, ou de qualquer órgão ou instrumentalidade do Estado de Minas Gerais, serão desconsiderados e não serão considerados Pendentes.

(e) Lista de Participantes da DTC.

Mediante solicitação do Emissor e às custas do Emissor, o Agente Fiscal solicitará da DTC, uma listagem da posição de participantes que tenham um interesse no (a) Título Global do Regulamento S e (b) no Título Global Restrito.

13. Notificações de Inadimplemento.

O Agente Fiscal dará uma notificação escrita da ocorrência de qualquer Caso de Inadimplemento (conforme definido no Parágrafo 10 dos termos e condições dos Títulos) por parte do Emissor, aos portadores dos Títulos, imediatamente após receber notificação do mesmo enviada pelo Emissor. O Agente Fiscal, depois de tomar conhecimento da ocorrência de qualquer caso que, com a entrega de notificação ou lapso de tempo ou ambos, constituiria um Caso de Inadimplemento, imediatamente notificará o Emissor.

14. Determinadas Obrigações Adicionais do Agente Fiscal.

(a) Manutenção dos Registros.

O Agente Fiscal e qualquer dos Agentes Pagadores manterão, pelo período em que qualquer Título permanecer Pendente, cópias do presente Contrato de Agência Fiscal, disponíveis para inspeção e cópia por parte dos portadores dos Títulos, em seus respectivos escritórios, durante o horário comercial.

(b) Comunicações dos Portadores dos Títulos.

O Agente Fiscal, imediatamente, notificará o Emissor e fornecerá cópias de qualquer notificação ou outra comunicação recebida de qualquer portador dos Títulos.

15. Lei Regente.

O CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL SERÁ REGIDO E INTERPRETADO EM CONFORMIDADE COM AS LEIS DO ESTADO DE NOVA YORK.

16. Notificações.

Todas as notificações para os portadores dos Títulos serão consideradas dadas (i) mediante o envio das referidas notificações através de correio primeira classe, com postagem paga antecipadamente, para os portadores dos Títulos, em seus endereços registrados, conforme constam no Registro de Títulos (ou, no caso de portadores conjuntos, para o primeiro nome constante do Registro de Títulos), e será considerada como tendo sido dada de forma válida, no dia da referida postagem; e (ii) pelo período em que os Títulos estejam registrados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, mediante publicação em um importante jornal de circulação geral em Luxemburgo (que se espera ser o Zuxemburger Wort), em cada caso, no mais tardar, na última data, e, não antes que a primeira data, estabelecida nos Títulos para a entrega da referida notificação. As notificações para o Emissor e para o Agente Fiscal serão consideradas como tendo sido dadas mediante o envio das referidas notificações, através de correio primeira classe, com postagem paga antecipadamente, como se segue:

- Caso seja para o Emissor:

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Avenida Barbacena, nº 1200 - Belo Horizonte
Minas Gerais, 30161-970 Brasil
Número do telefone: 55-31-3492111
Fax: 55-31-3494691
Atenção: Executivo Financeiro Chefe

- Caso seja para o Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador e Agente de Transferência:

The Chase Manhattan Bank
450 West 33rd Street
15th Floor
Nova York, Nova York 10001
Estados Unidos da América
Número do telefone: (212) 946-3014
Fax: (212) 946-8177
Atenção: Global Trust Services

- Caso seja para o Agente Pagador Principal:

Chase Trust Bank
Akasaka Park Building, 13th Floor
2-20 Akasaka S-Chome
Mineto Ku, Tóquio
Japão
Número do telefone: (813) 5570-8246
Fax: (813) 5570-8200
Atenção: Harue Masuko

- Caso seja para o Agente Pagador e o Agente de Transferência:

Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A.
5 Rue Plaetis
L-2338 Luxemburgo
Número do telefone: (352) 4626-85380
Fax: (352) 4626-85223
Atenção: Gerente, Operações de Fideicomissos para Companhias

Uma parte, através de notificação escrita à outra parte, pode alterar o endereço para o qual as notificações devem ser enviadas.

Qualquer comunicação segundo o presente, será considerada como tendo sido dada quando recebida pelo destinatário. Todas as comunicações segundo o presente, serão na língua inglesa.

Caso o Agente Fiscal receba qualquer notificação ou demanda endereçada ao Emissor pelo portador de um Título, o Agente Fiscal, imediatamente, enviará a referida notificação ou demanda para o Emissor.

17. Jurisdição, Consentimento de Citação.

(a) O Emissor, o Agente Fiscal, o Arquivista, os Agentes Pagadores e os Agentes de Transferência, cada um destes, por meio do presente, irrevogavelmente, se submete à jurisdição de qualquer tribunal federal dos Estados Unidos ou do Estado de Nova York, localizado na Cidade de Nova York, Nova York, para os fins de qualquer processo, ação ou procedimento legal (os "Procedimentos") que surja em decorrência do presente Contrato ou dos Títulos, ou que tenha relação com os mesmos. Cada uma das partes do presente, irrevogavelmente, renuncia, na medida mais ampla permitida por lei, qualquer objeção que possa, agora ou doravante no presente, ter com referência a foro de quaisquer das referidas ações, processos ou procedimentos movidos em um dos referidos tribunais, e qualquer reivindicação de que qualquer dos referidos Procedimentos tenha sido movido em um foro inconveniente.

(b) À medida em que qualquer dos Títulos permanecer Pendente, ou qualquer importância permanecer não paga com referência a qualquer dos Títulos, o Emissor, em todas as ocasiões, terá um agente autorizado na Cidade de Nova York, Nova York, que poderá receber citação com referência a qualquer dos Procedimentos. O recebimento de citação pelo referido agente, e uma notificação escrita da referida citação postada ou entregue ao Emissor, na medida mais ampla permitida pela lei aplicável, serão considerados, em todos os aspectos, um recebimento de citação válido Para o Emissor, com referência a qualquer destes Procedimentos. Por meio do presente, o Emissor indica a CT Corporation System, 1633 Broadway, Nova York, Nova York 1ºO19, como seu agente para recebimento de citação em quaisquer processos na Cidade de Nova York, e acorda e entende que, antes de qualquer revogação do referido agenciamento, por qualquer motivo, ele indicará um sucessor para o mesmo, como agente.

18. Títulos.

Os títulos das seções do presente são apenas para conveniência de referência e não afetarão a interpretação deste.

19. Vias.

O presente Contrato pode ser lavrado em uma ou mais vias, e por parte de cada uma das partes separadamente, em uma via separada, e cada uma das referidas vias, quando lavrada e entregue, será considerada como sendo um original. As referidas vias constituirão, em conjunto, um e o mesmo instrumento.

POR SER VERDADE, as partes deste lavraram o presente Contrato de Agência Fiscal, na data escrita acima no início.

- Pela COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, como Emissor

[Assinatura Ilegível],

Nome: Carlos Eloy Carvalho Guimarães,

Cargo: Presidente e Oficial Executivo Chefe.

[Assinatura Ilegível],

Nome: Francisco Luiz Moreira Penna,

Cargo: Oficial Financeiro Chefe.

- Pelo THE CHASE MANHATTAN BANK,

como Agente Fiscal, Arquivista, Agente Pagador e Agente de Transferência:

[Assinado] Kevin Binnie,

Nome: [Em Branco],

Cargo: Vice-Presidente.

- Pelo CHASE TRUST BANK,

como Agente Pagador Principal:

[Assinado] Kevin Binnie,

Nome: [Em Branco],

Cargo: Vice-Presidente.

- Pelo CHASE MANHATTAN LUXEMBOURG S.A.,

como Agente Pagador:

[Assinado] Kevin Binnie,

Nome: [Em Branco],

Cargo: Vice-Presidente.

Estado de Nova York)

Condado de Nova York) Declaração Sob Juramento:

No dia 15 de novembro de 1996, perante mim, compareceu pessoalmente Carlos Eloy Carvalho Guimarães, conhecido por mim, que, prestando o devido juramento, depôs e disse que reside no Brasil; que é o Presidente da CEMIG, devidamente nomeado, companhia esta descrita no instrumento acima, e que lavrou o mesmo; e que assinou seu nome ao mesmo por autoridade do corpo diretivo da referida companhia.

[Assinado] Ruth Stevens.

[Carimbo]: Ruth Stevens, Tabela Pública do Estado de Nova York. Mandato nº O1JE4915699. Qualificada no Condado de Kings. Mandato vence em 21 de dezembro de 1997.

Estado de Nova York)

Condado de Nova York) Declaração Sob Juramento:

No dia 15 de novembro de 1996, perante mim, compareceu pessoalmente Francisco Luiz Moreira Penna, conhecido por mim, que, prestando o devido juramento, depôs e disse que reside no Brasil; que é o Executivo Financeiro Chefe da CEMIG, devidamente nomeado, companhia esta descrita no instrumento acima, e que lavrou o mesmo; e que assinou seu nome ao mesmo por autoridade do corpo diretivo da referida companhia.

[Assinado] Ruth Stevens.

[Carimbo]: Ruth Stevens, Tabeliã Pública do Estado de Nova York. Mandato nº O1JE4915699. Qualificada no Condado de Kings. Mandato vence em 21 de dezembro de 1997.

Estado de Nova York)

Condado de Nova York) Declaração Sob Juramento:

No dia 15 de novembro de 1996, perante mim, compareceu pessoalmente Alexandre Doria Machado, conhecido por mim, que, prestando o devido juramento, depôs e disse que reside no Brasil; que é o Vice Presidente Senior do ING Bank, devidamente nomeado, companhia esta descrita no instrumento acima, e que lavrou o mesmo; e que assinou seu nome ao mesmo por autoridade da diretoria da referida companhia.

[Em Branco].

Estado de Nova York)

Condado de Nova York) Declaração Sob Juramento:

No dia 15 de novembro de 1996, perante mim, compareceu pessoalmente Kevin Binnie, conhecido por mim, que, prestando o devido juramento, depôs e disse que reside em Nova Jersey; que é o Vice Presidente do The Chase Manhattan Bank, devidamente nomeado, companhia esta descrita no instrumento acima, e que lavrou o mesmo; e que assinou seu nome ao mesmo por autoridade da diretoria da referida companhia.

[Assinado] Robert J. Stanislaro.

[Carimbo]: Robert J. Stanislaro, Tabelião Público do Estado de Nova York. Mandato nº 43-4968897. Qualificado no Condado de Richmond. Certificado arquivado no Condado de Nova York. Mandato vence em 2 de julho de 1998.

Suplemento A**FORMULÁRIO DO TÍTULO**

[INCLUA CASO O TÍTULO SEJA UM TÍTULO GLOBAL DEPOSITADO COM O DEPOSITÁRIO DOS EUA — A NÃO SER QUE O PRESENTE CERTIFICADO SEJA APRESENTADO AO EMISSOR OU A SEU AGENTE, POR UM REPRESENTANTE AUTORIZADO DA COMPANHIA DE FIDEICOMISSO DO DEPOSITARIO, PARA REGISTRO DE TRANSFERÊNCIA, TROCA OU PAGAMENTO, E QUALQUER CERTIFICADO EMITIDO SEJA REGISTRADO EM NOME DA CEDE & CO. OU DE QUALQUER OUTRA ENTIDADE, CONFORME SEJA SOLICITADO POR UM REPRESENTANTE AUTORIZADO DA COMPANHIA DE FIDEICOMISSO DO DEPOSITÁRIO, OU EM QUALQUER OUTRO NOME, CONFORME SOLICITADO POR UM REPRESENTANTE AUTORIZADO DA COMPANHIA DE FIDEICOMISSO DO DEPOSITÁRIO (E QUALQUER PAGAMENTO COM REFERÊNCIA AO PRESENTE SEJA EFETUADO À CEDE & CO. OU A QUALQUER OUTRA ENTIDADE, CONFORME SEJA SOLICITADO POR UM REPRESENTANTE AUTORIZADO DA COMPANHIA DE FIDEICOMISSO DO DEPOSITÁRIO), QUALQUER TRANSFERÊNCIA, PENHOR OU OUTRO USO DO MESMO, PARA VALOR OU DE OUTRA FORMA, POR OU PARA QUALQUER PESSOA, É INDEVIDO, NA MEDIDA EM QUE O PORTADOR REGISTRADO DO PRESENTE, CEDE & CO., TENHA UM INTERESSE NESTE.

TRANSFERÊNCIAS DESTE TÍTULO GLOBAL SERÃO LIMITADAS A TRANSFERÊNCIAS NO TODO, MAS NÃO EM PARTE, PARA PESSOAS INDICADAS PELA COMPANHIA DE FIDEICOMISSO DO DEPOSITÁRIO OU PARA UM SUCESSOR DAS MESMAS OU PARA A PESSOA INDICADA PELO REFERIDO SUCESSOR, E TRANSFERÊNCIAS DE PARTES DESTE TÍTULO GLOBAL SERÃO LIMITADAS A TRANSFERÊNCIAS EFETUADAS EM CONFORMIDADE COM AS RESTRIÇÕES ESPECIFICADAS NA SEÇÃO 6(B) DO CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL MENCIONADO NO VERSO DO PRESENTE.]

[INCLUA CASO O TÍTULO SEJA UM TÍTULO GLOBAL RESTRITO OU TÍTULO EMITIDO EM TROCA DO MESMO (A NÃO SER QUE, EM CONFORMIDADE COM A SEÇÃO 6(f) DO CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL, O EMISSOR DETERMINE QUE A SEGUINTE LEGENDA PODE SER REMOVIDA) — ESTES TÍTULOS NÃO FORAM REGISTRADOS SEGUNDO A LEI DE TÍTULOS DOS ESTADOS UNIDOS, DE 1933, CONFORME ADITADA (A “LEI DE TÍTULOS”), E ESTES TÍTULOS NÃO PODEM SER OFERECIDOS, VENDIDOS, PENHORADOS NEM, DE OUTRA FORMA, TRANSFERIDOS, EXCETO (A) PARA UMA PESSOA QUE O VENDEDOR, RAZOAVELMENTE, ACREDITE SER UM COMPRADOR INSTITUCIONAL QUALIFICADO, DENTRO DO SIGNIFICADO DA REGRA 144A DA LEI DE TÍTULOS, EM UMA TRANSAÇÃO QUE ESTEJA DE ACORDO COM AS EXIGÊNCIAS DA REGRA 144A, (B) EM UMA TRANSAÇÃO NO EXTERIOR, EM CONFORMIDADE COM A REGRA 9º3 OU REGRA 9º4 DO REGULAMENTO S DA LEI DE TÍTULOS, OU (C) EM CONFORMIDADE COM UMA ISENÇÃO DE REGISTRO DISPOSTA NA REGRA 144 DA LEI DE TÍTULOS (SE FOR DISPONÍVEL), EM CADA CASO, EM CONFORMIDADE COM AS LEIS DE TÍTULOS APLICÁVEIS DE QUALQUER ESTADO DOS ESTADOS UNIDOS OU DE QUALQUER OUTRA JURISDIÇÃO.

MEDIANTE A ACEITAÇÃO DESTES TÍTULOS QUE PORTEM A LEGENDA ACIMA, QUER SEJA NA EMISSÃO ORIGINAL OU NA SUBSEQUENTE TRANSFERÊNCIA, CADA PORTADOR DESTES TÍTULOS RECONHECE AS RESTRIÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DOS MESMOS, RESTRIÇÕES ESTAS ESPECIFICADAS ACIMA, E ACORDA QUE ELE TRANSFERIRÁ ESTES TÍTULOS SOMENTE CONFORME DISPOSTO NO PRESENTE, E NO CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL.

A LEGENDA ACIMA PODE SER REMOVIDA DESTES TÍTULOS MEDIANTE SATISFAÇÃO DAS CONDIÇÕES ESPECIFICADAS NO CONTRATO DE AGÊNCIA FISCAL.]

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

9,125% das Notas Devidas em 2004

Nº [em branco]

US\$ [em branco]

A Companhia Energética de Minas Gerais, uma sociedade de economia mista, organizada segundo as leis da República Federativa do Brasil (“Brasil”) (no presente doravante denominada “Emissor”), por valor recebido, por meio do presente, promete pagar a [em branco, ou aos cessionários registrados, o valor de principal de [em branco] Dólares dos Estados Unidos (US\$ [em branco]), em 18 de novembro de 2004, e pagar juros sobre o mesmo, a partir de 18 de novembro de 1996, ou a partir da mais recente Data de Pagamento de Juros até a qual juros tenham sido pagos ou providenciados, semestral e antecipadamente, em 18 de maio e 18 de novembro de cada ano, iniciando em 18 de maio de 1997 (cada uma destas, uma “Data de Pagamento de Juros”), à taxa de 9,125% ao ano, até que o principal do mesmo seja pago ou providenciado. Os juros pagáveis desta forma, e pontualmente pagos ou providenciados, em qualquer Data de Pagamento de Juros, conforme disposto no Contrato de Agência Fiscal mencionado doravante no presente, serão pagos à pessoa (o “portador registrado”) em cujo nome o presente Título (ou qualquer Título predecessor) esteja registrado, no encerramento dos negócios, no dia 1 de maio ou 1 de novembro precedente (quer seja ou não um dia útil), conforme possa ser o caso (cada uma destas, uma “Data de Registro Regular”). Juros sobre os Títulos serão calculados com base em um ano de 360 dias, e doze meses de 30 dias. Quaisquer dos referidos juros não pagos nem providenciados pontualmente desta forma, imediatamente, deixarão de ser pagáveis ao portador registrado na referida Data de Registro Regular, e podem ser pagos à pessoa em cujo nome o presente Título (ou qualquer Título predecessor) esteja registrado, no encerramento dos negócios, em uma data de registro especial para o pagamento dos referidos juros, data esta a ser fixada pelo Emissor, uma notificação neste sentido será dada aos portadores registrados dos Títulos com, no mínimo, 10 dias de antecedência da referida data de registro especial, ou serão pagos em qualquer ocasião, de qualquer outra maneira legal que não seja inconsistente com as exigências de qualquer bolsa de valores na qual os Títulos possam estar registrados, e mediante a referida notificação, conforme possa ser exigido pela referida bolsa de valores.

Os pagamentos com referência ao principal e juros com referência ao presente Título serão efetuados na sede do Agente Pagador Principal e de outra forma, conforme consta no Contrato de Agência Fiscal. Os pagamentos com referência ao principal dos Títulos, serão efetuados somente contra a entrega dos Títulos. Todos os pagamentos serão efetuados fora do Brasil. Os pagamentos referentes a juros em cada Data de Pagamento de Juros, com referência ao presente Título, podem, à opção do Emissor, ser efetuados, em conformidade com o que foi disposto acima e sujeitos às leis e regulamentos aplicáveis, através de cheque em dólares dos Estados Unidos, sacado em um banco na Cidade de Nova York, enviado pelo correio na data de vencimento para os referidos pagamentos ou antes desta, para a pessoa que tenha direito aos mesmos, para o endereço da referida pessoa, endereço este que conste do registro mencionado acima. Os pagamentos de principal ou de quaisquer juros com referência aos Títulos, podem ser efetuados, no caso de um portador de, no mínimo, US\$ 1.000.000 de valor de principal dos Títulos, através de transferência cabográfica para uma conta em Dólares mantida pelo beneficiário em um banco na Cidade de Nova York ou na Europa, conquanto que, caso o portador registrado eleja desta forma, envie uma notificação escrita para o Agente Fiscal ou o Agente Pagador, designando a referida conta, no mais tardar, quinze dias antes da respectiva Data de Pagamento de Juros. A não ser que a referida designação seja revogada, qualquer das referidas designações efetuadas pelo portador com referência a tais Títulos permanecerá em vigor com referência a quaisquer pagamentos futuros referentes aos Títulos pagáveis a tal portador. O Emissor pagará quaisquer custos administrativos cobrados pelos bancos com referência à efetuação de quaisquer pagamentos através de transferência cabográfica. O Emissor acorda que, até que o presente Título tenha sido entregue a um Agente de Transferência para cancelamento, em todas as ocasiões, ele manterá um Agente Pagador na Cidade de Nova York, Nova York, e, na medida em que os Títulos estejam registrados na Bolsa de Valores de Luxemburgo e a Bolsa de Valores de Luxemburgo assim exigir, em Luxemburgo.

Por meio do presente, faz-se referência às disposições adicionais do presente Título, especificadas no verso do presente, disposições adicionais estas que, para todos os fins, terão o mesmo efeito como se fossem especificadas na face do presente.

O presente Título pode ser lavrado pelo Emissor através de assinaturas de próprio punho ou através de fac-símiles, e as referidas assinaturas podem ser lavradas em vias separadas.

A não ser que o certificado de autenticação constante no presente tenha sido lavrado pelo Agente Fiscal através de assinatura de próprio punho, o presente Título não será válido nem vinculatório, para qualquer fim.

POR SER VERDADE, o Emissor mandou que o presente instrumento fosse devidamente lavrado.

Datado em: [em branco].

j. Pela COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS,

[Em branco],

Nome: Carlos Eloy Carvalho Guimarães,

Cargo: Presidente e Oficial Executivo Chefe.

[Em branco],

Nome: Francisco Luiz Moreira Penna,

Cargo: Oficial Financeiro Chefe.

AUTENTICAÇÃO:

Este é um dos Títulos mencionados no Contrato de Agência Fiscal citado no presente.

k. Pelo THE CHASE MANHATTAN BANK,

como Agente Fiscal:

[Em branco],

Assinatura Autorizada.

FORMULÁRIO DO VERSO

1. Títulos.

O presente Título é um de uma emissão devidamente autorizada de 9,125% das Notas devidas em 2004 do Emissor (no presente doravante denominado “Títulos”), limitadas em seu valor de principal total a US\$ 150.000.000, e emitidas em conformidade com um Contrato de Agência Fiscal, datado de 18 de novembro de 1996 (no presente doravante denominado “Contrato de Agência Fiscal”), entre o Emissor, o The Chase Manhattan Bank, como Agente Fiscal, Arquivista, Agente de Transferência e Agente Pagador, o Chase Trust Bank, como Agente Pagador Principal e Agente de Transferência, e o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., como Agente Pagador e Agente de Transferência, Contrato de Agência Fiscal este que tem cópias arquivadas e à disposição para inspeção no escritório de fideicomisso do Agente Fiscal no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York, e nos escritórios dos Agentes Pagadores. O Agente Fiscal ou qualquer dos Agentes Pagadores também atuam como Agente de Transferência e Arquivista dos Títulos, no caso do Emissor emitir certificados para os Títulos, na forma registrada definitiva. Os termos em letra maiúscula usados no presente, que são definidos no Contrato de Agência Fiscal, mas não são definidos de outra forma no presente, terão os mesmos significados atribuídos aos referidos termos no Contrato de Agência Fiscal.

Os Títulos são obrigações diretas, não seguradas e não subordinadas do Emissor, e terão a classificação, pelo menos, *pari passu*, com cada uma das demais Dívidas não seguradas e não subordinadas, atuais ou futuras, do Emissor, outras que não as obrigações que, por lei, tenham preferência.

A obrigação do Emissor, segundo o presente Título, em efetuar pagamentos na moeda exigida segundo os Títulos e o no Contrato de Agência Fiscal (no presente doravante denominada “Moeda Contratual”) é primordial. Na medida mais ampla permitida pela lei aplicável, a obrigação do Emissor com referência a qualquer importância devida segundo o presente Título, não obstante qualquer pagamento em qualquer outra moeda (quer seja em conformidade com uma sentença ou de outra forma), será cumprida somente na medida da importância de Moeda Contratual que a pessoa que tenha o direito de receber o referido pagamento possa, em conformidade com procedimentos bancários normais, comprar, com a quantia paga naquela outra moeda (depois de qualquer prêmio e custos de câmbio), no dia útil imediatamente seguinte ao dia no qual a referida pessoa receba tal pagamento. Caso a importância de Moeda Contratual que possa ser comprada desta forma, por qualquer motivo, seja inferior ao valor originalmente devido, o Emissor pagará aquelas importâncias adicionais, na Moeda Contratual, que possam ser necessárias com a finalidade de compensar o referido déficit. Caso a importância de Moeda Contratual que possa ser comprada desta forma, por qualquer motivo, seja superior ao valor originalmente devido, os fundos excedentes serão remetidos ao Emissor, na medida em que os

referidos fundos sejam mantidos pelo Agente Fiscal ou por qualquer Agente Pagador. Qualquer obrigação do Emissor, não cumprida através do referido pagamento, na medida mais ampla permitida pela lei aplicável, será devida como uma obrigação separada e independente, e, até que seja cumprida conforme disposto no presente, continuará em pleno vigor e efeito.

2. Denominações.

Os Títulos são passíveis de emissão somente na forma integralmente registrado, sem cupons de juros, em denominações mínimas de US\$ 10.000 e múltiplos inteiros de US\$ 1.000 para os valores superiores a este.

3. Agente Fiscal, Outros Agentes.

O Emissor manterá, no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York, uma agência na qual os Títulos possam ser registrados ou entregues para registro de transferência ou troca. Inicialmente, o Emissor indicou o escritório de fideicomisso do Agente Fiscal como seu agente no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York, para os referidos fins, e acordou fazer com que seja mantido, no referido escritório, um registro no qual, sujeito aos regulamentos razoáveis, conforme possam ser estabelecidos, o Emissor providenciará o registro dos Títulos e o registro das transferências dos Títulos. O Emissor se reserva o direito de variar ou terminar a indicação de qualquer arquivista de títulos ou agente de transferência, ou de indicar outros ou adicionais arquivistas ou agentes de transferência, ou de aprovar qualquer alteração no posto, através do qual qualquer arquivista de títulos ou qualquer agente de transferência atue, conquanto que, em todas as ocasiões, haverá um arquivista de títulos e um agente de transferência no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York. O Emissor fará com que uma notificação, de qualquer renúncia, revogação ou indicação de qualquer Agente Pagador ou Agente de Transferência localizado no Bairro de Manhattan, Cidade de Nova York, ou do Agente Fiscal, e de qualquer alteração no posto através do qual qualquer destes Agentes atue, seja dada aos portadores de Títulos.

Sujeito às restrições especificados no presente e no Contrato de Agência Fiscal, a transferência de um Título é passível de registro no registro mencionado acima mediante a entrega do referido Título em qualquer agência mantida pelo Emissor para o referido fim, devidamente endossado ou acompanhado por um instrumento de transferência escrito, na forma que satisfaça o Emissor, devidamente lavrado pelo portador registrado do mesmo ou seu procurador devidamente autorizado por escrito. Mediante a referida entrega do presente Título para registro de transferência, o Emissor lavrará, e o Agente Fiscal autenticará e entregará, em nome do cessionário ou cessionários designados, um ou mais novos Títulos, datados com a data de autenticação dos mesmos, em qualquer denominação autorizada, e de um valor de principal total similar.

Sujeitos às restrições especificadas no presente e no Contrato de Agência Fiscal, à opção do portador registrado, mediante solicitação confirmada por escrito, os Títulos podem ser trocados por Títulos de quaisquer denominações e qualquer valor de principal total autorizados, mediante a entrega dos Títulos a serem trocados em qualquer agência mantida pelo Emissor para este fim.

Sempre que qualquer dos Títulos seja entregue para troca desta forma, o Emissor lavrará, e o Agente Fiscal autenticará e entregará, os Títulos que o portador registrado que esteja efetuando a troca tenha o direito de receber.

Qualquer registro de transferência ou troca será efetuado depois que o Emissor estiver satisfeito em relação aos documentos de titularidade e identidade da pessoa que esteja efetuando a solicitação, e sujeito àqueles regulamentos razoáveis que o Emissor possa, de tempos em tempos, acordar com o Agente Fiscal.

Todos os Títulos emitidos mediante qualquer registro de transferência ou troca de Títulos, serão obrigações válidas do Emissor, evidenciando a mesma dívida, e terão o direito aos mesmos benefícios, que os Títulos entregues na ocasião do referido registro de transferência ou troca. Nenhuma cobrança de serviço será efetuada com referência a qualquer registro de transferência ou troca, mas o Agente Fiscal pode solicitar o pagamento de uma importância suficiente para cobrir qualquer imposto ou outro encargo governamental pagável com referência aos mesmos.

Antes da devida apresentação deste Título para registro de transferência, o Emissor, o Agente Fiscal e qualquer dos agentes do Emissor ou do Agente Fiscal, pode tratar a pessoa em cujo nome o presente Título esteja registrado, como o proprietário absoluto do mesmo, para todos os fins, quer o presente Título esteja ou não vencido, e nem o Emissor, nem o Agente Fiscal, nem qualquer dos referidos agentes, será afetado por notificação ao contrário.

Nenhum Agente de Transferência registrará a transferência ou troca de Títulos certificados por um período de 15 dias anteriores à data de vencimento para pagamento do principal ou juros com referência aos Títulos.

4. Pagamento.

- (a) Pelo período em que o Agente Pagador Principal estiver atuando como tal, segundo o Contrato de Agência Fiscal, o Emissor fornecerá ao Agente Pagador Principal, em fundos disponíveis até às 10:00, hora de Nova York, antes ou no dia útil anterior a cada data na qual um pagamento de principal ou de quaisquer juros com referência ao Título se torne devido, conforme especificado no presente, aquela importância, naquela moeda ou unidade monetária, que seja necessária para efetuar o referido pagamento, e o Emissor, por meio do presente, autoriza e instrui o Agente Pagador Principal, a partir dos fundos fornecidos desta forma a ele, a efetuar ou fazer com que seja efetuado o pagamento do principal e dos juros, conforme possa ser o caso, com referência ao presente Título, conforme especificado neste e no Contrato de Agência Fiscal, conquanto que o pagamento de juros com referência ao presente Título pode ser efetuado, à opção do Emissor, através de cheque postado para a pessoa que tenha o direito ao mesmo, conforme disposto no presente. Os pagamentos referentes ao principal dos Títulos serão efetuados somente contra a entrega dos Títulos. Os pagamentos de quaisquer juros sobre os Títulos podem ser efetuados, no caso de um portador de um valor de principal de, no mínimo, US\$ 1.000.000 dos Títulos, através de transferência cabográfica para uma conta em Dólar mantida pelo beneficiário em um banco na Cidade de Nova York ou na Europa, conquanto que o portador registrado eleja desta forma, entregando uma notificação escrita ao Agente Fiscal ou a um Agente Pagador, designando a referida conta, no mais tardar, quinze dias antes da respectiva Data de Pagamento de Juros. A não ser que a referida designação seja revogada, qualquer destas designações efetuadas pelo referido portador, com referência a tais Títulos, permanecerá em vigor em relação a quaisquer pagamentos futuros com referência a tais Títulos, a serem efetuados ao referido portador. O Emissor pagará quaisquer custos administrativos cobrados pelos bancos com referência à efetuação de pagamentos por transferência cabográfica. O Agente Pagador Principal combinará, diretamente com qualquer outro Agente Pagador que possa ter sido indicado pelo Emissor, em conformidade com as disposições da Seção 2 do Contrato de Agência Fiscal, o pagamento, a partir dos fundos pagos desta forma pelo Emissor, do principal e de quaisquer juros com referência ao presente Título. Qualquer numerário mantido em relação ao presente Título, que permanecer jacente ao final de um período de dois anos após o referido principal e os referidos juros se tornarem devidos e pagáveis (quer seja no vencimento, mediante convocação para resgate ou de outra forma), serão pagos ao Emissor mediante solicitação escrita e, mediante o referido pagamento, toda a responsabilidade do Agente Fiscal ou de qualquer Agente Pagador com referência aos mesmos, cessará, sem, no entanto, limitar, de qualquer maneira, qualquer obrigação que o Emissor possa ter em pagar o principal e os juros com referência ao presente Título, à medida em que os mesmos se tornem devidos. A não ser que seja disposto de outra forma na lei aplicável, o direito em receber o pagamento do principal deste Título (quer seja no vencimento, mediante resgate ou de outra forma), se tornará nulo ao final do período de 10 anos após a respectiva data do mesmo (ou um período menor que possa ser estabelecido pela lei aplicável).
- (b) Em qualquer caso, quando a data de vencimento para o pagamento do principal ou dos juros referentes a qualquer dos Títulos, ou a data fixada para o resgate de qualquer dos Títulos, seja, em qualquer local de pagamento, um dia no qual as instituições bancárias estejam autorizadas ou sejam obrigadas, por lei ou mandado executivo, a fechar, então o pagamento do principal ou dos juros não precisa ser efetuado na referida data, no referido local, mas pode ser efetuado no dia imediatamente seguinte, no referido local, que não seja um dia no qual as instituições bancárias na jurisdição aplicável estejam autorizadas ou sejam obrigadas, por lei ou mandado executivo, a fechar (um “dia útil”), com o mesmo vigor e efeito como se fosse efetuado na data designada para o referido pagamento ou na data fixada para resgate, e nenhum juro incidirá sobre tal pagamento, pelo período a partir e após a referida data.

5. Resgate por Motivos Tributários.

- (a) Caso, como resultado de qualquer aditamento ou alteração nas leis ou regulamentos do Brasil, ou nas interpretações oficiais dos mesmos, ou de qualquer subdivisão política do mesmo ou qualquer autoridade neste ou deste, que tenha poder para tributar, ou na interpretação ou administração das referidas leis ou regulamentos que entrem em vigor na data da emissão original dos Títulos, ou depois desta, o Emissor seja obrigado a pagar Importâncias Adicionais (conforme definido abaixo sob o título “Importâncias Adicionais”), a uma taxa superior a 15% do valor bruto pagável, então, à opção do Emissor, os Títulos podem ser resgatados no todo, mas não em parte, em qualquer ocasião, mediante uma notificação com, no mínimo, 30 e, no máximo, 60 dias de antecedência (da maneira disposta abaixo sob o título “Notificações”), pelo valor de principal dos mesmos, junto com os juros acumulados e as Importâncias Adicionais que seriam, de outra forma, pagáveis.
- (b) Antes da publicação de qualquer notificação de resgate, em conformidade com a presente disposição, o Emissor entregará ao Agente Fiscal, um certificado assinado por um oficial devidamente autorizado do Emissor, especificando que o Emissor tem o direito de efetuar o referido resgate, com base no parecer do assessor jurídico independente de idoneidade reconhecida, com referência ao fato de que o Emissor é ou será obrigado a pagar aquelas Importâncias Adicionais, como resultado da referida alteração ou aditamento. A referida notificação, uma vez entregue pelo Emissor ao Agente Fiscal, será irrevogável.

6. Resgate

(a) Resgate à Opção do Emissor

Todos, e não menos que todos, os Títulos então pendentes, podem ser resgatados, à opção do Emissor, em 18 de novembro de 2001, mediante notificação com, no mínimo, 30 e, no máximo, 60 dias civis de antecedência (notificação esta que será irrevogável), para o Agente Fiscal, com preço de resgate igual a 98,704% do valor de principal dos mesmos, junto com os juros acumulados até a data do resgate, e Importâncias Adicionais, se houver. O Agente Fiscal notificará os portadores dos Títulos, no mínimo, 15 dias antes da data de resgate.

(b) Resgate à Opção dos Portadores dos Títulos

O Emissor, à opção dos portadores usufrutuários dos interesses nos Títulos Globais, ou à opção dos portadores de Títulos certificados, conforme possa ser o caso, resgatará cada um dos referidos interesses ou Títulos certificados, em 18 de novembro de 2001, a um preço de resgate igual a 98,704% do valor do principal dos mesmos, junto com os juros acumulados até a data do resgate, e Importâncias Adicionais, se houver. A opção de resgate será exercida através de notificação dada pelo portador dos Títulos que se pretende resgatar, em cumprimento às exigências do Parágrafo 13 do presente, e recebida pelo Agente Fiscal, no mínimo, 30 e, no máximo, 60 dias civis antes da data de resgate. Proprietários de interesses usufrutuários representados pelos Títulos Globais, devem cumprir as relevantes regras e procedimentos da DTC, Euroclear ou Cedel, conforme possa ser o caso. Para fins de resgate de qualquer interesse usufrutuário representado por um Título Global, o Emissor e o Agente Fiscal considerarão qualquer medida tomada pelo Cedel, Euroclear ou DTC, com referência a todos ou a uma parte dos Títulos registrados em qualquer de seus nomes ou nos nomes das pessoas indicadas por eles, como autorizadas pelos proprietários usufrutuários dos mesmos. Qualquer notificação dada em conformidade com o presente Parágrafo pode ser cancelada em qualquer ocasião antes da data de resgate, através de comunicação escrita para o Agente Fiscal.

7. Compra.

O Emissor pode, em qualquer ocasião, comprar os Títulos no mercado aberto, em uma bolsa de valores, ou através de proposta ou contrato particular, por qualquer preço acordado. Todos os Títulos comprados desta forma têm que ser cancelados e não podem ser reemitidos nem revendidos.

8. Importâncias Adicionais.

- (a) Todos os pagamentos de principal, juros e outras importâncias devidas com referência aos Títulos, serão efetuados depois de retenções ou deduções por conta de quaisquer impostos, deveres, tributos ou encargos governamentais de qualquer natureza que seja, cobrados, tributados, impostos, retidos ou arrecadados pelo ou dentro do Brasil, ou qualquer autoridade no mesmo ou do mesmo, que tenha poder de tributação. O Emissor pagará aquelas importâncias adicionais (“Importâncias Adicionais”) que possam ser necessárias com a finalidade de fazer com que os valores líquidos recebidos pelos portadores, depois de qualquer pagamento, retenção ou dedução, com referência a tal imposto ou obrigação, sejam iguais aos respectivos valores de principal, juros e outras importâncias a que ele teria direito com referência aos Títulos, na ausência do referido pagamento, retenção ou dedução; exceto que nenhuma Importância Adicional será pagável, com referência a qualquer pagamento sobre qualquer Título, a um portador de qualquer Título, ou a um terceiro em nome do mesmo, por conta de:
- (i) quaisquer impostos, direitos, tributos ou outros encargos governamentais, quaisquer que sejam, que tenham sido cobrados em virtude de (a) uma parte que seja responsável pelos referidos impostos ou obrigações com referência a tal Título, e que seja um residente no Brasil ou que tenha alguma ligação com o Brasil, outra que não o mero fato de portar o referido Título ou o recebimento do principal e dos juros com referência ao mesmo; (b) a omissão, por parte do portador ou proprietário usufrutuário de um Título, em cumprir qualquer exigência de identificação, informação ou outras exigências de relatório, ou em efetuar e entregar uma declaração ou reivindicação similar exigida por qualquer lei, tratado, regulamento ou prática administrativa de qualquer órgão regulador ou outra autoridade do Brasil ou de qualquer subdivisão política do mesmo, como uma precondição para, isenção de, ou redução na taxa de, tal dedução ou retenção; (c) a omissão, por parte do portador ou de um proprietário usufrutuário de um Título, em fornecer, mediante solicitação do Emissor, informações, documentos ou outras comprovações referentes a nacionalidade, residência, identidade ou registro nas devidas autoridades de tributação, do portador ou do proprietário usufrutuário do referido Título, que sejam necessários, de tempos em tempos, para a determinação da devida taxa de imposto brasileiro retido, se houver, aplicável ao referido portador ou proprietário usufrutuário; ou (d) a omissão do referido portador em apresentar o referido Título, para pagamento, mais de 15 dias depois que o respectivo pagamento é colocado à disposição para pagamento ao portador;
 - (ii) quaisquer impostos sobre legado, herança, doação, vendas, transferência ou bens pessoais, ou quaisquer impostos, tributos ou outros encargos governamentais similares;
 - (iii) quaisquer impostos, direitos, tributos ou outros encargos governamentais que sejam pagáveis de outra forma que não através de retenção de um pagamento com referência a um Título;
 - (iv) quaisquer impostos, direitos, tributos ou outros encargos governamentais que sejam, obrigatoriamente, retidos por qualquer agente pagador, de um pagamento com referência a um Título, caso o referido pagamento possa ser efetuado sem a referida retenção, por um agente pagador sucessor, localizado em outra jurisdição; e
 - (v) qualquer combinação dos itens (i), (ii), (iii) ou (iv) acima.

Nenhuma Importância Adicional será paga, com referência a um pagamento sobre um Título, a um portador que seja um fiduciário, uma sociedade ou outro que não o único proprietário usufrutuário do referido pagamento, na medida em que um beneficiário ou fideicomitente, com referência a tal fiduciário, ou um membro da referida sociedade ou proprietário usufrutuário não teria o direito de receber pagamento de Importâncias Adicionais se o beneficiário, fideicomitente, membro ou proprietário usufrutuário fosse o portador do Título.

Todas as referências, no presente Título, a principal e juros ou qualquer quantia devida com referência aos Títulos, incluirão quaisquer Importâncias Adicionais pagáveis pelo Emissor com referência a tal principal e juros ou outras quantias.

Mediante solicitação, o Emissor fornecerá ao Agente Fiscal, a documentação que, razoavelmente satisfaça o Agente Fiscal, comprovando o pagamento dos impostos brasileiros com referência aos quais o Emissor tenha pago quaisquer Importâncias Adicionais. Cópias da referida documentação estarão à disposição dos portadores dos Títulos ou dos Agentes Pagadores, conforme aplicável, mediante solicitação das mesmas.

- (b) No caso de Importâncias Adicionais realmente pagas com referência a qualquer Título serem baseadas em taxas de impostos brasileiros retidos superiores à devida taxa de imposto brasileiro retido aplicável ao portador ou proprietário usufrutuário dos referidos Títulos, tal portador ou proprietário usufrutuário, mediante aceitação dos Títulos, será considerado como que tendo cedido e transferido todo o direito, titularidade e interesse com referência a qualquer reivindicação para um reembolso ou crédito do referido excesso, para o Emissor. No entanto, efetuando a referida cessão, o portador ou proprietário usufrutuário, não presta qualquer declaração nem garantia de que o Emissor terá o direito de receber a referida reivindicação para reembolso ou crédito, e não incide em qualquer obrigação com referência a isto.
- (c) O Emissor pagará todos as estampilhas e outros direitos documentários similares, se houver, que possam ser cobrados pelo Brasil, pelo Reino Unido ou pelos Estados Unidos, ou por qualquer subdivisão política de um destes ou autoridade de tributação destes ou localizadas nos mesmos, com referência ao Contrato de Agência Fiscal ou à emissão inicial deste Título.
- (d) O Emissor terá o direito razoável de exigir que o proprietário usufrutuário, como uma condição para o pagamento do principal ou de quaisquer juros ou importâncias adicionais com referência ao presente Título, apresente naquele local que o Emissor possa designar, um certificado naquela forma que o Emissor possa, de tempos em tempos, estabelecer, com a finalidade de permitir que o Emissor determine seus direitos e obrigações com referência a (i) quaisquer impostos, direitos, tributos ou encargos governamentais de qualquer natureza que sejam, que o Emissor, o Agente Fiscal, qualquer outro Agente Pagador ou qualquer agente de retenção segundo leis ou regulamentos de impostos relevantes, possam ser obrigados a deduzir ou reter dos pagamentos com referência ao presente Título, segundo qualquer lei, atual ou futura, de qualquer jurisdição, ou regulamento de qualquer autoridade de tributação na mesma, e (ii) qualquer exigência de apresentar relatórios ou outras exigências, segundo as referidas leis ou regulamentos. Na medida em que não seja proibido de outra forma pelas leis e regulamentos aplicáveis, o Emissor terá o direito de determinar seus deveres e obrigações com referência a tal dedução, retenção, apresentação de relatório ou outras exigências com base nas informações contidas no referido certificado, ou, caso nenhum certificado seja apresentado, com base em qualquer suposição criada por qualquer das referidas leis ou regulamentos, e terá o direito de agir em conformidade com a referida determinação.

9. Acordos e Garantias Negativas.

(a) Garantia Negativa

Pelo período em que qualquer dos Títulos permanecer Pendente (conforme este termo é definido na Seção 12(d) do Contrato de Agência Fiscal) ou qualquer importância permaneça não paga com referência a qualquer dos Títulos:

1. O Emissor não criará nem permitirá que exista qualquer Direito Real de Garantia, outro que não um Direito Real de Garantia Permitido sobre todo ou qualquer parte de seus bens ou receitas, atuais ou futuros, com a finalidade de garantir (x) qualquer de suas Dívidas, (y) qualquer de suas Garantias, ou (z) as Dívidas ou Garantias de qualquer outra Pessoa; e
 - (ii) O Emissor tentará fazer com que nenhuma de suas Subsidiárias crie ou permita que exista qualquer Direito Real de Garantia, outro que não um Direito Real de Garantia Permitido sobre todo ou qualquer parte dos bens ou receitas, atuais ou futuros (incluindo qualquer capital não chamado), da referida Subsidiária, com a finalidade de garantir (x) qualquer das Dívidas ou Garantias do Emissor, (y) qualquer de suas Dívidas ou Garantias, ou (z) as Dívidas ou Garantias de qualquer outra Pessoa
- a não ser que, na mesma ocasião ou antes disto, as obrigações do Emissor segundo os Títulos e o Contrato de Agência Fiscal sejam garantidas igual e proporcionalmente às mesmas.

(b) Acordos

Pelo período em que qualquer dos Títulos permanecer Pendente (conforme este termo é definido na Seção 12(d) do Contrato de Agência Fiscal) ou qualquer importância permaneça não paga com referência a qualquer dos Títulos:

- (i) o Emissor garantirá, em todas as ocasiões, que cada Subsidiária mantém uma razão Passivo - Patrimônio não superior a 1:1;

- (ii) o Emissor garantirá, em todas as ocasiões, que ele mantém uma razão Passivo - Patrimônio não superior a 1:1;
- (iii) o Emissor não permitirá que qualquer Subsidiária crie ou permita que exista qualquer restrição contratual ou outra com referência à capacidade da referida Subsidiária em pagar dividendos ou efetuar quaisquer outras distribuições com referência a seu capital social;
- (iv) o Emissor manterá, e fará com que cada uma de suas Subsidiárias mantenha, seguro com companhias financeiramente sólidas, responsáveis e de boa reputação, naqueles valores e cobrindo aqueles riscos que sejam, costumeiramente, segurados por companhias envolvidas em negócios similares e que sejam proprietárias ou que operem bens ou instalações similares àquelas de propriedade e/ou operadas pelo Emissor ou pela referida Subsidiária, conforme possa ser o caso, nas mesmas áreas, em geral, em que o Emissor ou a referida Subsidiária seja proprietário e/ou opere seus bens ou instalações;
- (v) o Emissor e cada uma de suas Subsidiárias (x) manterá, em vigor, sua existência social e todos os registros necessários para este fim, (y) tomará todas as medidas para manter todos os direitos, privilégios, titularidade com referência a bens, franquias, concessões e os similares necessários na condução normal de seus respectivos negócios, atividades ou operações e (z) manterá seus respectivos bens, razoavelmente, em boa ordem e em boas condições de trabalho; conquanto que, no entanto, este acordo não exigirá que o Emissor mantenha qualquer dos referidos direitos, privilégios, titularidade com referência a bens, franquias, concessões, ou preserve a existência social de qualquer Subsidiária, caso o Corpo Diretivo do Emissor determine que a manutenção ou preservação da mesma não é mais necessária na condução dos negócios do Emissor, e entregue um certificado assinado por dois diretores do Emissor, para o Agente Fiscal, neste sentido;
 - a. o Emissor não se fundirá, não se consolidará nem, de outra forma, se combinará com qualquer outra pessoa, nem disporá de, substancialmente, todo o seu ativo ou receitas, atuais ou futuros, determinados em uma base consolidada, quer seja através de uma série de transações concluídas durante o período a partir da data do Contrato de Agência Fiscal ou de outra forma, a não ser que (x) a companhia (outra que não o Emissor) formada por ou resultante de qualquer das referidas consolidações ou fusões, ou a companhia ou companhias que tenham recebido os referidos ativos ou receitas, sejam uma companhia ou companhias organizadas e com personalidade jurídica própria segundo as leis do Brasil, e assumam (individualmente ou em conjunto com o Emissor, a não ser que o Emissor tenha deixado de existir como parte da fusão, consolidação ou combinação), por escrito, através de um instrumento que suplemente o presente, o pagamento do principal e dos juros sobre as Notas, e o cumprimento e observância de todos os acordos e condições do Contrato de Agência Fiscal a serem cumpridos e observados pelo Emissor, e (y) o Emissor ou a referida companhia ou companhias sucessoras, conforme possa ser o caso, imediatamente após, não estejam inadimplentes segundo as Notas ou o Contrato de Agência Fiscal;
 - b. o Emissor não disporá de qualquer parte material de seus bens ou receitas, atuais ou futuros, determinados em uma base consolidada, a não ser que a referida disposição seja efetuada como se fosse uma companhia estranha, por valor justo, e não haja, como resultado da referida disposição, qualquer alteração substancial na natureza dos negócios do Emissor, determinados em uma base consolidada; conquanto que, no entanto, este acordo não impedirá o Emissor de vender todo ou parte de seu interesse na Companhia de Gás de Minas Gerais - Gasmig; e
- (viii) caso o Emissor, em qualquer ocasião, seja obrigado a pagar Importâncias Adicionais (conforme definido no Parágrafo 8 acima), ele se empenhará de forma razoável, para obter uma isenção do pagamento (ou, de outra forma, evitar a obrigação em pagar) do imposto, tributo ou outro encargo governamental que tenha resultado da exigência de ele pagar as referidas Importâncias Adicionais. A oração anterior não constitui um acordo nem uma declaração de que o esforço para evitar a obrigação em pagar o referido imposto, tributo ou outro encargo governamental terá sucesso.

(c) Definições.

Para os fins destes Acordos e, conforme usado no Parágrafo 10 abaixo:

- “Patrimônio” significa o total do patrimônio dos acionistas, conforme calculado em conformidade com princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil (“PCGA no Brasil”), incluindo o capital social, reservas de capital, reservas de receita, lucros retidos e contribuições para futura subscrição de capital.

- “Garantia” significa qualquer obrigação de uma Pessoa em pagar a Dívida de outra Pessoa, incluindo, sem limitação:

(A) uma obrigação em pagar ou comprar a referida Dívida;

(B) uma obrigação em emprestar numerário ou comprar ou subscrever ações ou outros títulos, ou comprar bens ou serviços, com a finalidade de fornecer fundos para o pagamento da referida Dívida;

(C) uma indenização contra as conseqüências de um inadimplemento com referência ao pagamento da referida Dívida; ou

(D) qualquer outro contrato para ser responsável pela referida Dívida.

- “Dívida” significa qualquer obrigação (quer seja atual ou futura, real ou contingente) com referência ao pagamento de numerário que tenha sido tomado emprestado ou levantado (incluindo numerário levantado por aceites e arrendamentos capitalizados).

- “Passivo” significa o passivo calculado em conformidade com PCGA no Brasil, incluindo o passivo circulante e o passivo a longo prazo, mas excluindo obrigações especiais.

- “Direito Real de Garantia Permitido” significa:

a. Direito Real de Garantia concedido com referência a Dívida que seja passível de permuta por ações do Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias, conquanto que o referido Direito Real de Garantia seja concedido somente sobre as ações pelas quais a referida Dívida é passível de permuta; ou

b. Direito Real de Garantia concedido pelo penhor ou cessão de contas a receber, atuais ou futuras, ou receita devida ao Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias (e receita à vista atribuível às mesmas) e criado com a finalidade de garantir a Dívida incidida pelo Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias, no curso ordinário dos negócios; ou

c. Direito Real de Garantia concedido pelo penhor ou cessão dos direitos decorrentes de qualquer contrato de concessão concedido ao Emissor ou a qualquer de suas Subsidiárias pelo Governo Federal, penhor ou cessão esta que seja em relação a financiamentos referentes a tal concessão, conquanto que a capacidade do Emissor em operar e manter seus negócios não seja afetada, de forma materialmente adversa, pelo referido penhor ou cessão; ou

d. Direito Real de Garantia decorrente de operação da lei; ou

e. Direito Real de Garantia decorrente no curso ordinário dos negócios do Emissor, com a finalidade de garantir a Dívida da Companhia, na forma de Capital Circulante; ou

f. Direito Real de Garantia garantindo ou proporcionando o pagamento de Dívida incidida com referência a financiamento de qualquer projeto por parte do Emissor ou de qualquer Subsidiária, conquanto que (1) nenhum dos referidos financiamentos seja garantido por instalações concluídas e projetos em existência na data do presente, e (2) o referido Direito Real de Garantia se aplique somente a (x) bens que estejam sujeitos ao financiamento do referido projeto, ou (y) receitas ou reivindicações que surjam em decorrência da operação, omissão em cumprir as especificações, omissão em concluir, exploração, venda ou perda de qualquer dos referidos bens, ou dano ao mesmo; ou

- g. Direito Real de Garantia sobre qualquer ativo, garantindo todo ou qualquer parte do preço de compra de bens ou ativos adquiridos, ou qualquer parte do custo da construção, desenvolvimento, alteração ou melhoramento de qualquer bem, instalação ou ativo, ou garantindo Dívidas incididas ou assumidas exclusivamente para os fins de financiar todo ou qualquer parte do custo de aquisição ou construção, desenvolvimento, alteração ou melhoramento do referido bem, instalação ou ativo (“Financiamento do Preço de Compra”), Direito Real de Garantia este anexado exclusivamente ao referido bem, instalação ou ativo, durante o período em que o referido bem, instalação ou ativo estava sendo construído, desenvolvido, alterado ou melhorado, ou concomitantemente com, ou dentro de 120 dias após, a aquisição, construção, desenvolvimento, alteração ou melhoramento do mesmo; ou
- h. Direito Real de Garantia existente na data do Contrato de Agência Fiscal, ou com referência a qualquer ativo existente na ocasião da aquisição do referido ativo, e não criado mediante a referida aquisição; ou
- i. Direito Real de Garantia com referência a qualquer ativo, garantindo uma prorrogação, renovação ou refinanciamento de Dívidas garantidas pelo referido Direito Real de Garantia, conquanto que qualquer novo Direito Real de Garantia seja limitado aos ativos que estejam sujeitos ao Direito Real de Garantia anterior, imediatamente antes da referida prorrogação, renovação ou refinanciamento e, também conquanto que o valor de principal das referidas Dívidas garantidas pelo referido Direito Real de Garantia não seja aumentado em decorrência da referida prorrogação, renovação ou refinanciamento.
- “Pessoa” significa qualquer indivíduo, companhia, sociedade anônima, firma, sociedade, sociedade por cotas de participação [joint venture], ou organização, quer tenha ou não uma identidade jurídica em separado.
- “Direito Real de Garantia” significa qualquer empenho, penhor, gravame, hipoteca, direito real de garantia ou outro encargo ou ônus, incluindo, sem limitação, qualquer equivalente criado ou decorrente das leis do Brasil.
- “Subsidiária” significa, em qualquer ocasião em particular, qualquer pessoa cujos negócios e políticas sejam controlados pelo Emissor ou que o Emissor tenha o poder de controlar, quer seja através da propriedade do capital acionário, contrato, poder de indicar ou demitir membros do corpo diretivo da referida pessoa, ou de outra forma.
- “Capital Circulante” significa Dívida com um vencimento original de 45 dias ou menos, e usadas para financiar transações atuais da Companhia ou de suas Subsidiárias.

(d) Apresentação de Relatórios.

O Emissor fornecerá ao Agente Fiscal (i) uma cópia, em inglês, ou uma tradução para o inglês, de seus demonstrativos financeiros anuais, logo depois que os referidos demonstrativos estiverem à disposição, mas, no mais tardar, 120 dias após o final do exercício fiscal do Emissor; (ii) uma cópia, em inglês, ou uma tradução para o inglês, dos demonstrativos financeiros trimestrais do Emissor, logo depois que os referidos demonstrativos estiverem à disposição; (iii) simultaneamente com a entrega de cada conjunto de demonstrativos financeiros mencionados na cláusula (i) acima, um certificado de um executivo do Emissor, especificando se um Caso de Inadimplemento existe na data do referido certificado e, caso haja um Caso de Inadimplemento, especificando os detalhes do mesmo e a medida que o Emissor esteja tomando ou proponha tomar com referência ao mesmo; (iv) sem duplicidade, uma cópia, em inglês, ou uma tradução para o inglês, dos demais relatórios ou notificações que possam ser arquivados (e imediatamente após o arquivamento dos mesmos) pelo Emissor na CVM ou em qualquer bolsa de valores na qual qualquer dos Títulos possa estar registrados (em cada caso, na medida em que o referido relatório ou notificação seja, em geral, disponível a portadores de títulos do Emissor ou ao público no Brasil), e (v) assim que qualquer executivo do Emissor tomar conhecimento da existência de um Caso de Inadimplemento, ou da ocorrência de qualquer evento que, com a entrega de notificação ou lapso de tempo ou ambos, se tornaria um Caso de Inadimplemento, um certificado de um executivo apropriado do Emissor, especificando os detalhes do mesmo e a medida que o Emissor esteja tomando ou proponha tomar com referência ao mesmo.

(e) Manutenção dos livros Contábeis e Registros.

O Emissor manterá livros contábeis, contas e registros, em conformidade com PCGA no Brasil, e em cumprimento a todas as leis, regras e regulamentos aplicáveis a ele.

(f) Informações Disponíveis

O Emissor tomará todas as medidas necessárias para fornecer informações que permitam a revenda dos Títulos, em conformidade com a Regra 144A da Lei de Títulos, incluindo o fornecimento, a qualquer portador de Títulos ou de um interesse usufrutuário em um Título Global, ou a qualquer comprador prospectivo designado pelo referido portador, mediante solicitação do referido portador, de informações financeiras ou outras, necessárias que sejam prestadas segundo a Regra 144A (conforme aditada, de tempos em tempos, e incluindo qualquer disposição sucessora), a não ser que, na ocasião da referida solicitação, o Emissor esteja sujeito às exigências de apresentação de relatórios da Seção 13 ou Seção 15(d) a Lei de Câmbio, ou esteja isento das referidas exigências, em conformidade com a Regra 12g3-2(b) da Lei de Câmbio (conforme aditada, de tempos em tempos, e incluindo qualquer disposição sucessora).

(g) Outras Asseverações

Às suas próprias custas e expensas, o Emissor lavrará e entregará ao Agente Fiscal, todos os demais documentos, instrumentos e acordos, e tomará todas as demais medidas e realizará todos os demais atos que possam ser, razoavelmente, necessários, na opinião do Agente Fiscal, com a finalidade de permitir que o Agente Fiscal exerça e garanta seus direitos segundo o Contrato de Agência Fiscal e segundo os documentos, instrumentos e acordos exigidos segundo o Contrato de Agência Fiscal, e cumpra as finalidades do Contrato de Agência Fiscal.

10. Caso de Inadimplemento.

- Caso qualquer dos seguintes eventos (cada um deles, no presente denominado “Caso de Inadimplemento”) ocorra e esteja continuando, os portadores de, pelo menos, um quinto do valor de principal dos Títulos então pendentes podem, mediante resolução devidamente adotada conforme disposto no Contrato de Agência Fiscal ou mediante consentimento escrito, dar notificação ao Emissor e ao Agente Fiscal de que os Títulos são, e mediante a entrega da referida notificação os Títulos se tornarão, imediatamente, devidos e pagáveis em seu valor de principal, junto com todos os juros acumulados:
 - (i) o Emissor deixe de pagar o principal ou quaisquer juros ou valor de resgate devido com referência a qualquer dos Títulos quando devidos, e o referido descumprimento continue por um período de cinco dias, no caso do principal ou do valor de resgate, e sete dias, no caso dos juros; ou
 - (ii) o Emissor não efetue nem cumpra qualquer uma ou mais de suas demais obrigações com referência aos Títulos ou o Contrato de Agência Fiscal, descumprimento este não sanado dentro de 30 dias após notificação do referido inadimplemento ter sido dada ao Emissor pelo Agente fiscal ou por qualquer portador de Títulos; ou
 - (iii) (a) qualquer outra Dívida, atual ou futura, do Emissor ou de qualquer de suas Subsidiárias, se torne (ou se torne passível de ser declarada) devida e pagável antes do vencimento determinado, de outra forma que não por opção do Emissor, ou (b) qualquer das referidas Dívidas não seja paga quando devida ou, conforme possa ser o caso, dentro de qualquer período de graça aplicável, ou (c) o Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias deixe de pagar, quando devida, qualquer importância pagável por ele segundo qualquer Garantia, atual ou futura, com referência a qualquer Dívida, conquanto que o valor total da respectiva Dívida e Garantia com referência às quais um ou mais dos eventos mencionados acima neste parágrafo (iii) tenham ocorrido, seja igual ou superior a US\$ 10.000.000 ou seu equivalente em outras moedas ou unidades monetárias; ou
 - (iv) o Contrato de Agência Fiscal ou qualquer dos Títulos deixe, por qualquer motivo, de ser vinculatório exequível contra o Emissor, em conformidade com seus termos, ou o efeito vinculatório ou exequibilidade do mesmo seja contestado pelo Emissor, ou o Emissor negue que tenha qualquer outra responsabilidade ou obrigação segundo o Contrato de Agência Fiscal ou qualquer dos Títulos;
 - (v) tenha sido protocolizada contra o Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias, uma sentença definitiva, decreto ou mandado, por um tribunal de jurisdição competente, com referência ao qual nenhum recurso pode ser solicitado, para o pagamento de numerário superior a US\$ 5.000.000 (ou seu equivalente em outras moedas ou unidades monetárias) e 60 dias tenham se passado desde que a referida sentença definitiva, decreto ou mandado tenha sido proferido, sem que o mesmo tenha sido satisfeito ou suspenso; ou

- (vi) qualquer hipoteca, encargo, penhor, gravame ou outro ônus, atual ou futuro, criado ou assumido pelo Emissor ou por qualquer de suas Subsidiárias, se tornar exequível, e qualquer medida for tomada para executar o mesmo (incluindo a tomada de posse ou a indicação de um síndico, administrador, ou outra pessoa similar); ou
- (vii) o Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias esteja (ou seja, ou pudesse ser, considerado, por lei ou por um tribunal, como sendo) insolvente ou falido ou incapaz de saldar suas dívidas, pare, suspenda ou ameace parar ou suspender o pagamento de todo ou uma parte material (ou de um determinado tipo) de suas dívidas, proponha ou faça qualquer acordo para o adiamento, reprogramação ou outro reajuste de todas (ou todas de um determinado tipo) as suas dívidas, proponha ou faça uma cessão geral ou um acordo para o benefício dos credores relevantes, ou entre em concordata, com referência a qualquer de suas dívidas, ou uma moratória seja acordada ou declarada com referência ou que afete todo ou qualquer parte (ou um determinado tipo) das dívidas do Emissor ou de qualquer de suas Subsidiárias; ou
- (viii) um mandado seja efetuado ou uma resolução efetiva seja aprovada, para a liquidação ou dissolução do Emissor ou de qualquer de suas Subsidiárias, ou o Emissor deixe ou ameace deixar de realizar todo ou uma parte material de seus negócios ou operações, exceto conforme permitido pelas Cláusulas 9 (b) (vi) ou 9 (b) (vii), ou para os fins de, e seguido por, uma reconstrução, amálgama, reorganização, fusão ou consolidação (i) segundo os termos aprovados por uma maioria dos portadores dos Títulos, ou (ii) no caso de uma Subsidiária, por meio da qual o ativo da Subsidiária sejam transferidos para, ou de outra forma, investidos no Emissor ou em outra de suas Subsidiárias; ou
- (ix) o Brasil deixe de ser um membro em situação regular, ou anuncie sua intenção em deixar de ser membro, do Fundo Monetário Internacional; ou
- (x) qualquer medida, condição ou ato (incluindo a obtenção ou validação de qualquer consentimento, aprovação, autorização, isenção, protocolização, licença, mandado, registro ou arquivamento necessário), em qualquer ocasião, necessário que seja tomado, cumprido ou realizado, com a finalidade de (i) permitir que o Emissor, legalmente, firme, exerça seus direitos e realize e cumpra suas obrigações segundo os Títulos e o Contrato de Agência Fiscal, (ii) garantir que as referidas obrigações são legalmente vinculatórias e exequíveis, ou (iii) fazer com que os Títulos e o Contrato de Agência Fiscal sejam admissíveis como prova nos tribunais do Brasil, não seja tomado, cumprido ou realizado, ou, uma vez que qualquer das referidas autorizações ou consentimentos tenham sido dados, sejam cancelados, suspensos, modificados, retidos ou, de outra forma, deixem de permanecer válidos e de estar em pleno vigor e efeito; ou
- (xi) o Estado de Minas Gerais deixe de ser proprietário de, pelo menos, 51 por cento do capital acionário votante do Emissor; ou
- (xii) o Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias disponha ou deixe de realizar todo ou uma parte substancial dos negócios realizados por ele na data de emissão dos Títulos, ou ocorra qualquer alteração substancial na natureza dos negócios realizados pelo Emissor ou qualquer de suas Subsidiárias, conquanto que, no entanto, esta disposição não se aplicará caso o Emissor, simultaneamente, assumo o negócio de uma Subsidiária, ou caso uma fusão ou uma consolidação de quaisquer duas ou mais Subsidiárias ocorra, na qual a entidade subsistente seja uma Subsidiária ou em circunstâncias nas quais uma disposição seja efetuada em cumprimento às Cláusulas 9 (b) (vi) ou 9 (b) (vii); ou
- (xiii) seja ou se torne ilegal para o Emissor, cumprir ou desempenhar qualquer uma ou mais de suas obrigações segundo qualquer dos Títulos ou o Contrato de Agência Fiscal; ou

- (xiv) qualquer evento ocorra que, segundo as leis do Brasil, tenha um efeito análogo a qualquer dos eventos mencionados nos parágrafos (v) a (viii);

conquanto que, no caso de Casos de Inadimplemento relacionados nos parágrafos (ii), (v), (vi), (xi) e (xiv), o referido caso prejudique, de forma material, os interesses dos portadores dos Títulos; e ainda conquanto que, qualquer portador de um Título possa declarar o principal do referido Título e os juros acumulados sobre o mesmo, imediatamente, devidos e pagáveis, através de notificação escrita ao Emissor e ao Agente Fiscal, e o referido principal e juros se tornem, desta forma, imediatamente, devidos e pagáveis, mediante a ocorrência de um Caso de Inadimplemento relacionado nos parágrafos (i) a (vii). Qualquer declaração em conformidade com a disposição final da oração imediatamente precedente, pode ser rescindida através da declaração, por parte do portador, caso todas as importâncias então devidas com referência aos Títulos (outras que não as importâncias devidas exclusivamente em virtude da referida declaração) sejam pagas e todos os demais inadimplementos com referência aos Títulos sejam sanados.

11. Recolocação de Títulos.

No caso do presente Título se tornar danificado, rasurado, ou for destruído, perdido ou roubado, o Emissor lavrará e, mediante solicitação do Emissor, o Agente Fiscal autenticará e entregará um novo Título, que tenha um número que não esteja pendente na mesma ocasião, de teor similar (incluindo a mesma data de expedição) e igual valor de principal, registrado da mesma maneira, datado com a data de sua autenticação e portando juros a partir da data até a qual juros tenham sido pagos com referência ao presente Título, em troca e substituição ao presente Título (mediante a entrega e cancelamento do mesmo) ou ao invés e em substituição ao presente Título. No caso do presente Título ser destruído, perdido ou roubado, o requerente de um Título substituto fornecerá ao Emissor e ao Agente Fiscal, aquela garantia ou indenização que possa ser exigida por eles, com a finalidade de manter cada um deles ileso, e, em todos os casos de destruição, perda ou roubo do presente Título, o requerente também fornecerá ao Emissor, comprovação satisfatória da referida destruição, perda ou roubo do presente Título, e da titularidade do mesmo. O Agente Fiscal autenticará qualquer dos referidos Títulos substitutos e entregará o mesmo somente mediante solicitação ou autorização escrita do Emissor. Mediante a emissão de qualquer Título substituto, o Emissor pode exigir o pagamento, por parte do portador registrado do mesmo, de uma importância suficiente para cobrar as taxas e despesas referentes a isto. No caso do presente Título ter vencido ou estar prestes a vencer, se tornar danificado, rasurado, ou ser destruído, perdido ou roubado, o Emissor pode, ao invés de emitir um Título substituto, pagar ou autorizar o pagamento do mesmo (sem entregar o mesmo, exceto se o presente Título for danificado ou rasurado), mediante o cumprimento, por parte do portador registrado, das disposições da presente Seção 11, conforme especificado acima no presente.

12. Aditamentos e Dispensas.

- (a) A Seção 12 do Contrato de Agência Fiscal, Seção esta que, por meio do presente, é incorporada, *mutatis mutandis*, por referência ao presente, dispõe que (i) com o consentimento escrito dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, presentes a uma assembléia devidamente convocada, em conformidade com o mesmo (conquanto que, no entanto, o referido consentimento será de, pelo menos, 25% do valor de principal total dos Títulos então pendentes) ou (ii) através de consentimento escrito dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, o Emissor pode modificar, aditar ou suplementar os termos dos Títulos, e o Emissor e o Agente Fiscal podem modificar, aditar ou suplementar os termos do Contrato de Agência Fiscal, de qualquer maneira que seja, e os portadores dos Títulos podem efetuar, tomar ou conceder qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida disposta no presente Título ou no Contrato de Agência Fiscal, para que seja efetuado, dado ou tomado pelos portadores de Títulos; conquanto que, no entanto, nenhuma destas medidas, modificações, aditamentos ou suplementos pode, sem o consentimento escrito do portador de cada um dos Títulos afetados pelos mesmos, (A) alterar o vencimento estabelecido para o principal ou qualquer prestação de juros com referência aos Títulos, (B) reduzir o valor de principal de qualquer dos Títulos ou a taxa de juros sobre os mesmos, (C) alterar a moeda ou unidade monetária na qual, ou o local exigido no qual, o pagamento com referência ao principal ou juros sobre os Títulos são pagáveis, para um lugar fora dos Estados Unidos, (D) reduzir a porcentagem de valor de principal mencionada acima com referência aos Títulos Pendentes, cujo voto ou consentimento dos portadores dos mesmos seja necessário para modificar,

aditar ou suplementar o Contrato de Agência Fiscal ou os termos e condições do presente Título, ou efetuar, tomar ou conceder qualquer solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida disposta no presente ou no mesmo para que seja efetuado, dado ou tomado, (E) reduzir a porcentagem do valor de principal dos Títulos Pendentes, que constitui o quorum necessário em qualquer assembléia de portadores de Títulos, na qual uma resolução é adotada. ou (F) dispensar um inadimplemento com referência ao pagamento de qualquer importância devida segundo os Títulos. Além disso, em qualquer assembléia de portadores de Títulos devidamente convocada e realizada conforme consta acima, mediante o voto afirmativo, pessoalmente ou através de procurador devidamente autorizado por escrito, dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, ou através de consentimento escrito dos portadores de, pelo menos, maioria do valor de principal total dos Títulos então Pendentes, os portadores de Títulos podem rescindir uma declaração da antecipação do valor de principal dos Títulos outra que não uma declaração resultante de um descumprimento em pagar qualquer importância devida segundo os Títulos.

- (b) O Emissor e o Agente Fiscal podem, sem o voto ou consentimento de qualquer portador de Títulos, aditar os Títulos ou o Contrato de Agência Fiscal, para os fins de (a) acrescentar obrigações ao Emissor, ou (b) cancelar qualquer direito ou poder conferido ao Emissor, ou (c) segurar os Títulos, em conformidade com as exigências do presente ou de outra forma, ou (d) comprovar a sucessão de outra companhia ao Emissor, e a assunção, por parte do referido sucessor, das obrigações e acordos do Emissor, constantes do Contrato de Agência Fiscal ou do presente, conforme permitido pelo Contrato de Agência Fiscal e pelo presente, respectivamente, ou (e) modificar as restrições e procedimentos com referência à revenda e outras transferências dos Títulos, na medida exigida por qualquer alteração na legislação ou regulamento aplicável (ou na interpretação do mesmo) ou nas práticas referentes à revenda ou transferência de títulos restritos em geral, ou (f) acomodar a emissão, se houver, dos Títulos no livro de registro ou formulário certificado e questões referentes aos mesmos, ou (g) sanar qualquer ambigüidade ou corrigir ou suplementar qualquer disposição contida no presente ou no Contrato de Agência Fiscal, em uma maneira que não afete, de forma adversa, o interesse de um portador dos Títulos em qualquer aspecto material, ou (h) dar efeito a qualquer aditamento que não afete, de forma adversa, o interesse de qualquer portador de Títulos e que o Emissor e o Agente Fiscal possam, mutuamente, considerar necessário ou aconselhável.
- (c) Não será necessário, para o voto ou consentimento dos portadores dos Títulos, aprovar um determinado formulário de qualquer modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida proposta, mas será suficiente que o referido voto ou consentimento aprobe a substância do mesmo. Qualquer destas modificações, aditamentos, suplementos, solicitações, demandas, autorizações, instruções, notificações, consentimentos, dispensas ou outras medidas tomadas, efetuadas ou dadas, em conformidade com a primeira oração da cláusula (a) do presente parágrafo 12, serão conclusivas e vincularão todos os portadores de Títulos, quer os mesmos tenham ou não dado seu consentimento ou apresentado seus votos, e quer uma nota com referência a tal modificação, aditamento, suplemento, solicitação, demanda, autorização, instrução, notificação, consentimento, dispensa ou outra medida seja ou não colocada nos referidos Títulos.

13. Notificações.

Todas as notificações para os portadores dos Títulos serão consideradas dadas (i) mediante o envio das referidas notificações através de correio primeira classe, com postagem paga antecipadamente, para os portadores dos Títulos, em seus endereços registrados, conforme constam no Registro de Títulos (ou, no caso de portadores conjuntos, para o primeiro nome constante do Registro de Títulos), e será considerada como tendo sido dada de forma válida, no dia da referida postagem; e (ii) pelo período em que os Títulos estejam registrados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, mediante publicação em um importante jornal de circulação geral em Luxemburgo (que se espera ser o luxemburger Wort), em cada caso, no mais tardar, na última data, e, não antes que a primeira data, estabelecida nos Títulos para a entrega da referida notificação. As notificações para o Emissor e para o Agente Fiscal serão consideradas como tendo sido dadas mediante o envio das referidas notificações através de correio primeira classe, com postagem paga antecipadamente, como se segue:

- Caso seja para o Emissor:

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Avenida Barbacena, nº 1200 - Belo Horizonte
Minas Gerais, 30161-970 Brasil
Número do telefone: 55-31-3492111
Fax: 55-31-3494691
Atenção: Executivo Financeiro Chefe

- Caso seja para o Agente Fiscal:

The Chase Manhattan Bank
450 West 33rd Street
15th Floor
Nova York, Nova York 1 0001
Estados Unidos da América
Número do telefone: (212) 946-3014
Fax: (212) 946-8177
Atenção: Global Trust Services

14. Nenhum Impedimento.

Nenhuma referência, no presente, ao Contrato de Agência Fiscal, e nenhuma disposição do presente Título ou do Contrato de Agência Fiscal alterará ou afetará a obrigação do Emissor, que é absoluta e incondicional, em pagar o principal e os juros com referência ao presente Título, nas ocasiões, no local, à taxa e na moeda ou unidade monetária estabelecidos no presente.

15. Entrega de Determinadas Informações.

Na medida em que qualquer dos Títulos estiver Pendente (conforme definido na Seção 12(d) do Contrato de Agência Fiscal), o Emissor fornecerá, mediante solicitação, aos portadores dos Títulos e aos compradores prospectivos dos Títulos, em qualquer ocasião, quando o Emissor não estiver sujeito à Seção 13 ou 15(d) da Lei de Câmbio de Títulos, de 1934, conforme aditada, nem isento de apresentação de relatório, em conformidade com a Regra 12g3-2(b) da mesma, informações que satisfaçam as exigências da Regra 144A(d)(4) da Lei de Títulos.

16. Lei Regente.

O PRESENTE TÍTULO SERÁ REGIDO E INTERPRETADO EM CONFORMIDADE COM AS LEIS DO ESTADO DE NOVA YORK.

O Emissor, irrevogavelmente, se submete à jurisdição de qualquer tribunal federal dos Estados Unidos ou do Estado de Nova York, localizado na Cidade de Nova York, Estado de Nova York, e também acorda se submeter à jurisdição de qualquer tribunal competente no local de seu domicílio societário, para os fins de qualquer processo, ação ou procedimento legal (os “Procedimentos”) que surja em decorrência do presente Título, ou que tenha relação com o mesmo. O Emissor, irrevogavelmente, renuncia, na medida mais ampla permitida por Lei, qualquer objeção que possa, agora ou doravante no presente, ter com referência a foro de quaisquer das referidas ações, processos ou procedimentos movidos em um dos referidos tribunais, e qualquer reivindicação de que qualquer dos referidos Procedimentos tenha sido movido em um foro inconveniente. À medida em que o presente Título permanecer Pendente, ou qualquer importância permanecer devida com referência ao presente Título, o Emissor, em todas as ocasiões, terá um agente autorizado na Cidade de Nova York, que poderá receber citação com referência a qualquer dos Procedimentos. O recebimento de citação pelo referido agente, e uma notificação escrita da referida citação enviada ou entregue ao Emissor, na medida mais ampla permitida pela lei aplicável, serão considerados, em todos os aspectos, um recebimento de citação válido para o Emissor, com referência a qualquer destes Procedimentos. O Emissor indica a CT Corporation System, 1633 Broadway, Nova York, Nova York 10019, como seu agente para recebimento de citação em quaisquer processos na Cidade de Nova York, e acorda que, antes de qualquer revogação do referido agenciamento, por qualquer motivo, indicará um sucessor para o mesmo, como agente.

17. Indenização em Moeda.

Dólar é a única moeda da conta e do pagamento de todas as importâncias pagáveis pelo Emissor segundo os Títulos ou com referência aos mesmos, incluindo danos. Toda importância recebida ou recuperada em uma moeda outra que não Dólares (quer seja como resultado, ou exequibilidade de uma sentença ou mandado de um tribunal de qualquer jurisdição, com referência à liquidação ou dissolução do Emissor ou de outra forma), por qualquer portador de Título, com referência a qualquer importância expressa como devida a ele pelo Emissor, será cumprida pelo Emissor somente na medida da importância em Dólares que o beneficiário possa comprar com a quantia então paga ou recebida naquela outra moeda, na data do referido recebimento ou recuperação (ou, caso não seja praticável efetuar a referida compra naquela data, na primeira data em que esta compra seja praticável). Caso a referida importância em Dólares seja inferior à importância de Dólares expressa como devida ao beneficiário, segundo qualquer Título, o Emissor o indenizará contra qualquer perda que ele tenha em virtude disto. Em qualquer caso, o Emissor indenizará o beneficiário contra o custo da efetuação de qualquer das referidas compras. Para os fins definidos no presente Parágrafo, será suficiente que o portador de Título, conforme possa ser o caso, certifique, de maneira satisfatória (indicando as fontes de informação usadas), que ele teria sofrido uma perda se uma compra real de Dólares fosse efetuada com a importância então recebida naquela outra moeda, na data do recebimento ou recuperação (ou, caso uma compra de Dólares na referida data não tenha sido praticável, na primeira data na qual a mesma tenha sido praticável, sendo exigido que a necessidade de uma alteração da data seja certificada da maneira mencionada acima). Estas indenizações constituem uma obrigação em separado e independente das demais obrigações do Emissor, darão origem a uma causa de ação em separado e independente, serão aplicáveis independentemente de qualquer prorrogação concedida por qualquer portador de Título, e continuarão em pleno vigor e efeito não obstante qualquer outra sentença, mandado, reivindicação ou comprovação de uma importância liquidada com referência a qualquer quantia devida segundo qualquer Título ou qualquer outra sentença ou mandado.

Suplemento B**FORMULÁRIO DO CERTIFICADO DE TRANSFERÊNCIA PARA TROCA OU
TRANSFERÊNCIA DE TÍTULO GLOBAL RESTRITO PARA TÍTULO GLOBAL DO REGULAMENTO S**
(Trocadas ou transferências em conformidade com o § 6(b) (ii)(A) do Contrato de Agência Fiscal)

The Chase Manhattan Bank
como Agente Fiscal e de Transferência
450 West 33rd Street, 15th Floor
Nova York, Nova York 10001
Atenção: Global Trust Services
Ref.: 9,125% das Notas da CEMIG, devidas em 2004 (os “Títulos”)

Por meio do presente, faz-se referência ao Contrato de Agência Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 (o “Contrato de Agência Fiscal”), firmado entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, como Emissor, e o The Chase Manhattan Bank, como Agente Fiscal. Os termos em letra maiúscula usados, mas não definidos, no presente, terão os mesmos significados aos referidos termos no Contrato de Agência Fiscal.

A presente carta se refere ao valor de principal de US\$ [em branco] dos Títulos, que são mantidos na forma de Título Global Restrito (CUSIP nº 204409AA4), com o Depositário dos EUA, em nome de [inserir o nome do cedente] (o “Cedente”). O Cedente solicitou uma troca ou transferência do referido interesse usufrutuário por um interesse no Título Global do Regulamento S (CINS nº P3056VAA9) a ser mantido no [Euroclear] [Cedel] (Código Comum 7095732) através do Depositário dos EUA.

Com referência a tal solicitação e com referência a tais Títulos, o Cedente, por meio do presente, certifica que a referida troca ou transferência foi efetuada em conformidade com as restrições de transferência especificadas nos Títulos e em conformidade e de acordo com o Regulamento S da Lei de Títulos dos Estados Unidos de 1933, conforme aditada (a “Lei de Títulos”), e conseqüentemente, o Cedente, por meio do presente, certifica que:

- (1) a oferta dos Títulos não foi feita a uma pessoa nos Estados Unidos;
- (2) a transação foi executada em ou através das instalações de um determinado mercado de títulos no exterior, e nem o Cedente nem qualquer pessoa que esteja atuando em seu nome, tem conhecimento de que a transação foi previamente arranjada com um comprador nos Estados Unidos;
- (3) nenhum esforço de venda orientada tem sido feito, violando as exigências das Regras 903(b) ou 904(b) do Regulamento S, conforme aplicável, e
- (4) a transação não é parte de um plano ou esquema para se livrar das exigências de registro da Lei de Títulos, e a transação estava, de outra forma, em conformidade com as disposições do Regulamento S da Lei de Títulos.

O presente certificado e as declarações contidas no mesmo são efetuados para o seu benefício e o benefício do Emissor e dos Administradores.

Por: [insira o nome do Cedente]
[Assinatura em branco]
Nome: [em branco]
Cargo: [em branco].
Datado de: [em branco].
cc: Companhia Energética de Minas Gerais

Suplemento C

**FORMULÁRIO DO CERTIFICADO DE TRANSFERÊNCIA PARA TROCA OU
TRANSFERÊNCIA DE TÍTULO GLOBAL RESTRITO PARA TÍTULO GLOBAL IRRESTRITO**

(Trocas ou transferências em conformidade com o § 6(b) (ii) (B) do Contrato de Agência Fiscal)

The Chase Manhattan Bank
como Agente Fiscal e de Transferência
450 West 33rd Street, 15th Floor
Nova York, Nova York 10001
Atenção: Global Trust Services
Ref.: 9,125% das Notas da CEMIG, devidas em 2004 (os “Títulos”)

Por meio do presente, faz-se referência ao Contrato de Agência Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 (o “Contrato de Agência Fiscal”), firmado entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, como Emissor, e o The Chase Manhattan Bank, como Agente Fiscal, o Chase Trust Bank, como Agente Pagador Principal, e o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., como um Agente Pagador e Agente de Transferência. Os termos em letra maiúscula usados, mas não definidos, no presente, terão os mesmos significados atribuídos aos referidos termos no Contrato de Agência Fiscal.

A presente carta se refere ao valor de principal de US\$ [em branco] dos Títulos, que são mantidos como um interesse usufrutuário no Título Global Restrito (CUSIP nº 204409AA4), com o Depositário dos EUA, em nome de [inserir o nome do cedente] (o “Cedente”). O Cedente solicitou uma troca ou transferência do referido interesse usufrutuário nos Títulos por um interesse no Título Global do Regulamento S (CINS nº P3056VAA9).

Com referência a tal solicitação e com referência a tais Títulos, o Cedente, por meio do presente, certifica que a referida troca ou transferência foi efetuada em conformidade com as restrições de transferência especificadas nos Títulos e (i) com referência a transferências efetuadas em confiança no Regulamento S da Lei de Títulos dos Estados Unidos de 1933, conforme aditada (a “Lei de Títulos”), e o Cedente, por meio do presente, certifica que:

- (1) a oferta dos Títulos não foi feita a uma pessoa nos Estados Unidos;
- (2) a transação foi executada em ou através das instalações de um determinado mercado de títulos no exterior, e nem o Cedente nem qualquer pessoa que esteja atuando em seu nome, tem conhecimento de que a transação foi previamente arranjada com um comprador nos Estados Unidos;
- (3) nenhum esforço de venda orientada tem sido feito, violando as exigências das Regras 903(b) ou 904(b) do Regulamento S, conforme aplicável, e
- (4) a transação não é parte de um plano ou esquema para se livrar das exigências de registro da Lei de Títulos, e a transação estava, de outra forma, em conformidade com as disposições do Regulamento S da Lei de Títulos.

e (ii) com referência a transferências efetuadas em confiança na Regra 144 da Lei de Títulos, certifica que os Títulos estão sendo transferidos em uma transação permitida pela Regra 144 da Lei de Títulos.

O presente certificado e as declarações contidas no mesmo são efetuados para o seu benefício e o benefício do Emissor e dos Administradores.

Por: [insira o nome do Cedente]
[Assinatura em branco]
Nome: [em branco]
Cargo: [em branco].
Datado de: [em branco].
cc: Companhia Energética de Minas Gerais

Suplemento D**FORMULÁRIO DO CERTIFICADO DE TRANSFERÊNCIA PARA TROCA OU
TRANSFERÊNCIA DE TÍTULO GLOBAL DO REGULAMENTO S PARA TÍTULO GLOBAL RESTRITO**
(Trocas ou transferências em conformidade com o § 6(b)(iii) do Contrato de Agência Fiscal)

The Chase Manhattan Bank
como Agente Fiscal e de Transferência
450 West 33rd Street, 15th Floor
Nova York, Nova York 10001
Atenção: Global Trust Services
Ref.: 9,125% das Notas da CEMIG, devidas em 2004 (os “Títulos”)

Por meio do presente, faz-se referência ao Contrato de Agência Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 (o “Contrato de Agência Fiscal”), firmado entre a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, como Emissor, e o The Chase Manhattan Bank, como Agente Fiscal, o Chase Trust Bank, como Agente Pagador Principal, e o Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., como um Agente Pagador e Agente de Transferência. Os termos em letra maiúscula usados, mas não definidos, no presente, terão os mesmos significados atribuídos aos referidos termos no Contrato de Agência Fiscal.

A presente carta se refere ao valor de principal de US\$ [em branco] dos Títulos, que são mantidos na forma de Título Global do Regulamento S (CINS nº P3056VAA9) com [Euroclear] [Cedel].* (Código Comum 7095732) através do Depositário dos EUA, em nome de [inserir o nome do cedente) (o “Cedente”). O Cedente solicitou uma troca ou transferência do referido interesse usufrutuário nos Títulos por um interesse no Título Global Restrito.

Com referência a tal solicitação e com referência a tais Títulos, o Cedente, por meio do presente, certifica que os referidos Títulos estão sendo transferidos em conformidade com a Regra 144A da Lei de Títulos dos Estados Unidos, de 1933, conforme aditada, para um cessionário que o Cedente razoavelmente acredita estar comprando os Títulos por sua própria conta ou por conta com referência à qual o cessionário exerça o exclusivo critério de investimento, e o cessionário e qualquer das referidas contas é um “comprador institucional qualificado” dentro do significado da Regra 144A, em cada caso, em uma transação que satisfaz as exigências da Regra 144A e em conformidade com quaisquer leis de títulos aplicáveis, leis estas de qualquer estado dos Estados Unidos ou de qualquer outra jurisdição.

O presente certificado e as declarações contidas no mesmo são efetuados para o seu benefício e o benefício do Emissor e dos Administradores.

Por: [Insira o nome do Cedente]
[Assinatura em branco]
Nome: [em branco]
Cargo: [em branco].
Datado de: [em branco].
cc: Companhia Energética de Minas Gerais.

[O Contrato de Agência Fiscal propriamente dito está exarado em 26 páginas numeradas de 2 a 26 a partir da segunda, excluindo a página de rosto e o índice que tem a numerario i e ii, o Suplemento A consiste de 21 páginas numeradas de A-1 a A-21, o Suplemento B consiste de 2 páginas numeradas B-1 e B-2, o Suplemento C consiste de 2 páginas numeradas C-1 e C-2, e o Suplemento D também consiste de 2 páginas numeradas D-1 e D-2. Em todas as páginas do Contrato e dos Suplementos há uma rubrica].

FIM DE TRADUÇÃO

Nada mais continha o referido Contrato de Agência Fiscal, e seus respectivos suplementos, que fielmente traduzi para o vernáculo, conferi, achei conforme e dou fé. Belo Horizonte, 9 de janeiro de 1997.

Leon Hurlburt Lehman
Tradutor Público Juramentado

Anexo 4.1

**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE**

CONTRATO DE CONCESSÕES Nº 007/97 - CEMIG

**PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E A
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG.**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, letra “b”, da Constituição Federal, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, inscrito no CGC/MF sob o no 37.115.383/0001-53, representado por seu titular, Ministro de Estado RAIMUNDO BRITO e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, inscrito o CGC/MF sob o no 37.115.383/0033-30, representado por seu Diretor JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, e a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com sede à Av. Barbacena no 1.200, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, inscrita no CGC/MF sob o no 17.155.730/0001-64, na condição de concessionária de geração, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada, na forma de seu Estatuto, por seu Diretor-Presidente CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES e por seu Diretor JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO, com a interveniência e anuência do ESTADO DE MINAS GERAIS, neste instrumento designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, representado por seu Governador EDUARDO AZEREDO e SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA, neste instrumento designada apenas SÓCIO ESTRATÉGICO, nos termos do Acordo de Acionistas celebrado entre ambos em 18 de junho de 1997, neste ato representado por CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES e LUIZ DAVID TRAVESSO, na forma de seu Contrato Social, têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Decreto no 24.643, de 10 de julho de 1934 (Código de Águas), pelo Regulamento aprovado pelo Decreto no 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nos 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, pelo Decreto no 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação específica, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e pelas cláusulas e condições a seguir estabelecidas.

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula as concessões do serviço de geração de energia elétrica de que é titular a CONCESSIONÁRIA para as centrais geradoras relacionadas no ANEXO I.

Primeira Subcláusula - Para todos os efeitos legais, em especial para eventual declaração de caducidade, intervenção, encampação ou extinção, cada uma das centrais geradoras relacionadas no ANEXO I, nos termos do art. 19, da Lei no 9.074/95 constitui concessão individualizada.

Segunda Subcláusula - Toda referência a aspectos operacionais e comerciais relativos à CONCESSIONÁRIA no presente contrato restringe-se a sua condição de gerador de energia elétrica.

Terceira Subcláusula - As instalações de transmissão associadas as centrais geradoras são consideradas partes integrantes das concessões de geração de energia elétrica de que trata este Contrato.

Quarta Subcláusula: A energia elétrica produzida nas centrais geradoras relacionadas no ANEXO I destinar-se-á ao serviço público de energia elétrica.

Quinta Subcláusula - Na operacionalização do presente contrato, a potência e a energia produzidas nas centrais geradoras da CONCESSIONÁRIA utilizadas nas suas atividades de distribuição serão para todos os fins consideradas como comercializadas.

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA aceita que as concessões dos serviços de energia elétrica regulados por este contrato deverão ser exploradas, prioritariamente, como atividade de utilidade pública, comprometendo-se a somente exercer outra atividade empresarial com prévia autorização do PODER CONCEDENTE e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, nos termos do ato autorizativo correspondente, o que será considerado nas revisões de que trata a Sétima Subcláusula da Cláusula Nona deste Contrato.

Sétima Subcláusula - As concessões disciplinadas neste Contrato substituem e extinguem quaisquer outras conferidas anteriormente à Lei no 8.987/95, renunciando a CONCESSIONÁRIA a qualquer reivindicação de eventuais direitos preexistentes que contrariem a referida Lei.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS DA EXPLORAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS

Para possibilitar a exploração dos potenciais hidráulicos referidos na Cláusula anterior, constituem encargos específicos da CONCESSIONÁRIA:

- a) operar os aproveitamentos hidrelétricos de acordo com critérios de segurança e segundo as normas técnicas específicas;
- b) manter, nos termos da legislação, as reservas de água e de energia, destinadas a serviços públicos e de utilidade pública;
- c) respeitar, nos termos da legislação, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos;
- d) observar a legislação de proteção ambiental, providenciando os licenciamentos necessários e respondendo pelas eventuais consequências do descumprimento das leis; e,
- e) efetuar, nos termos da legislação, a gestão dos reservatórios e respectivas áreas de proteção.

CLÁUSULA TERCEIRA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Na prestação dos serviços referidos neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia e observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência e segurança, bem como a observância dos princípios da generalidade e cortesia no atendimento aos usuários e a modicidade das tarifas.

Segunda Subcláusula: A CONCESSIONÁRIA deverá obedecer aos critérios técnicos de planejamento do órgão responsável pela coordenação do Planejamento do Sistema, denominado neste documento como AGENTE PLANEJADOR, função atualmente exercida pelo GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos - e aos requisitos de operação estabelecidos pelo órgão responsável pela coordenação da operação interligada, denominado neste documento como AGENTE OPERADOR, atualmente exercido pelo GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada - devendo ser observadas, dentre outras, as seguintes condições:

- a) as condições de operação de compra e venda descritas na CLÁUSULA SEXTA deste Contrato;
- b) atendimento das prescrições da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE, inclusive no que se refere aos critérios e parâmetros de qualidade e continuidade;
- c) no caso de atendimento direto à consumidores finais, aquisição e colocação de medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição nas unidades consumidoras, salvo em situações especiais ou de emergência, a juízo da Fiscalização do PODER CONCEDENTE;
- d) organização e atualização de cadastro relativo a cada usuário, o qual deverá conter informações que permitam a identificação do comprador ou consumidor final, sua localização, valores faturados, bem assim quaisquer outros dados exigidos por lei ou pelos regulamentos do serviço;
- e) manutenção de escritórios, em locais acessíveis, onde deverão estar disponíveis aos interessados exemplares da legislação e das normas pertinentes ao fornecimento de energia elétrica; e,
- f) manutenção de registros de todas as interrupções e quedas de tensão ocorridas no fornecimento de energia elétrica, com anotação das causas e dos tempos de duração das mesmas, bem assim das providências adotadas para solucioná-las.

Terceira Subcláusula - Todo suprimento de energia elétrica ajustado pela CONCESSIONÁRIA deverá ser objeto de contrato específico, em que deverão estar previstas garantias do efetivo recebimento dos créditos deles decorrentes, segundo as normas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE. Os contratos de fornecimento de energia elétrica, eventualmente celebrados com usuários finais de energia elétrica, quando exigidos pelas normas do PODER CONCEDENTE, deverão indicar, além das condições gerais da prestação dos serviços:

- I. a identificação do interessado;
- II. a localização da unidade de consumo;
- III. a tensão e as demais características técnicas do fornecimento e classificação da unidade de consumo;
- IV. a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados e as condições para sua revisão, para mais ou para menos;
- V. a indicação de critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa de geração a ser aplicada, indicação dos encargos fiscais incidentes e critério de faturamento;
- VI. condições de transação de transmissão de energia e, se for o caso, condições especiais de fornecimento e prazo de sua aplicação;
- VII. os direitos e obrigações dos consumidores; e,
- VIII. as penalidades aplicáveis, conforme legislação em vigor.

Quarta Subcláusula - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE aplicar-se-ão, automaticamente, aos serviços objeto das concessões ora contratadas, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA, como condições implícitas deste Contrato.

Quinta Subcláusula: A CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas, aplicadas pelo PODER CONCEDENTE, pelo descumprimento das condições fixadas nos contratos de compra e venda de energia firmados, nos termos da Cláusula Sexta deste Contrato, com outras Concessionárias ou com consumidores finais.

Sexta Subcláusula: Para a realização dos suprimentos e fornecimentos de energia elétrica requeridos pelos usuários de seus serviços, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição que se fizerem necessários.

Sétima Subcláusula: É vedado à CONCESSIONÁRIA suspender o suprimento de energia elétrica contratado com outras concessionárias, sem a prévia e expressa autorização do PODER CONCEDENTE, nas hipóteses previstas em lei.

CLÁUSULA QUARTA - PRAZO DAS CONCESSÕES E DO CONTRATO

As concessões de geração de energia elétrica reguladas por este Contrato tem seu termo final estabelecido nos respectivos atos de outorga, conforme relacionados no ANEXO I, garantida àquelas ainda não prorrogadas nesta data, a extensão de seu prazo, nos termos do art. 19 da Lei nº 9.074/95.

Primeira Subcláusula - O prazo de concessão de cada central geradora de que trata o caput desta cláusula poderá ser prorrogado, mediante requerimento, por até 20 (vinte) anos, caso a CONCESSIONÁRIA, estando cumprindo adequadamente o presente Contrato, implementar as disposições regulamentares que vierem a ser estabelecidas para o setor elétrico.

Segunda Subcláusula - O requerimento de prorrogação de que trata a subcláusula anterior deverá ser apresentado em até seis meses antes do término do prazo, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes aos serviços públicos de energia elétrica, inclusive o pagamento de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Terceira Subcláusula - O PODER CONCEDENTE manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação nos termos do Decreto nº 1.717/95. Na análise do pedido de prorrogação o PODER CONCEDENTE levará em consideração todas as informações sobre os serviços prestados, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo estabelecido no referido Decreto. O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de eficiência, segurança, atualidade e cortesia do atendimento. A falta de pronunciamento do PODER CONCEDENTE no prazo previsto significará a prorrogação automática das Concessões por igual período, nas mesmas condições vigentes.

CLÁUSULA QUINTA - AMPLIAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As ampliações das instalações de geração da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE. As ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas e aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.

Subcláusula-única - A CONCESSIONÁRIA deverá organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de geração vinculados aos respectivos serviços, informando ao PODER CONCEDENTE as alterações verificadas.

CLÁUSULA SEXTA - OPERAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A operação das centrais geradoras relacionadas no ANEXO I e a comercialização da energia elétrica serão efetuadas pela Concessionária nas condições estabelecidas neste Contrato e nas normas legais e regulamentares específicas.

Primeira Subcláusula - As centrais geradoras serão operadas na modalidade integrada, que objetiva assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros, segundo procedimentos adotados pelo AGENTE OPERADOR.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA poderá comercializar, deduzidas as perdas na transmissão, a energia e a potência garantidas indicadas no Plano Anual de Operação elaborado pelo AGENTE OPERADOR, independentemente da energia e potência efetivamente geradas nas mesmas, determinadas em função da operação interligada ao longo do tempo, nos termos da legislação em vigor.

Terceira Subcláusula - Integrar-se-ão a este contrato quaisquer novas regras de comercialização de energia elétrica que vierem a ser estabelecidas pelo Poder Concedente.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA celebrará contratos de suprimentos com outras concessionárias de serviços públicos de energia elétrica e de fornecimento com consumidores finais, limitados à POTÊNCIA e ENERGIA das centrais geradoras, por um período não superior ao seu prazo de concessão, nos termos da legislação. Os contratos de suprimento dependerão de homologação e os de fornecimento deverão ser informados ao DNAEE, que repassará as informações ao AGENTE PLANEJADOR e ao AGENTE OPERADOR.

Quinta Subcláusula - Sempre que a produção de energia e potência de suas centrais geradoras decorrentes de aproveitamentos hidrelétricos, em função da operação coordenada otimizada do sistema interligado, forem inferiores às suas energias e potências utilizadas, a CONCESSIONÁRIA terá que ressarcir os demais agentes, que operem na modalidade integrada, pela parcela de energia e potência que completem os valores utilizados, de acordo com a legislação, critérios e regras do AGENTE OPERADOR em vigor, mediante tarifas definidas pelo DNAEE. Reciprocamente, a CONCESSIONÁRIA será ressarcida da mesma forma quando, em decorrência da operação coordenada e otimizada, sua produção for superior às suas energias e potências utilizadas e for destinada para complementar a energia garantida de outras Concessionárias.

Sexta Subcláusula - A energia temporária ou interruptível que vier a ser disponível no conjunto de usinas que operem na modalidade integrada ao sistema, constituirá propriedade de todas as concessionárias de geração que operem na modalidade integrada no sistema interligado da região onde se localiza a central geradora decorrente de aproveitamento hidrelétrico, sendo sua comercialização realizada de acordo com a legislação e normas vigentes.

Sétima Subcláusula - Em situações de racionamentos de energia no Sistema Interligado, provocado por regime hidrológico desfavorável, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos na legislação e pelo DNAEE.

Oitava Subcláusula - Os montantes de potência e a energia deverão ser entregues pela CONCESSIONÁRIA em condições técnicas que estejam de pleno acordo com a legislação e padrões e critérios de planejamento do AGENTE PLANEJADOR e que também atendam os requisitos e recomendações técnicos fixados pelo AGENTE OPERADOR.

Nona Subcláusula - À CONCESSIONÁRIA e desde que as condições técnicas assim o permitam, fica assegurado, mediante pagamento, o livre acesso, nos termos da Lei, aos sistemas de transmissão existentes, de modo a transmitir a energia produzida nas centrais geradoras aos pontos de entrega que resultarem de suas vendas.

Décima Subcláusula - As vendas de potência e energia da CONCESSIONÁRIA, referentes às centrais geradoras a consumidores finais, serão feitas nos termos deste Contrato de Concessão e em obediência ao que determinam os artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/95.

Décima Primeira Subcláusula - As vendas de potência e energia da CONCESSIONÁRIA, referentes às centrais geradoras de que trata este Contrato, serão feitas mediante tarifas homologadas pelo Poder Concedente e em conformidade com a nova disciplina legal que vier a ser estabelecida.

CLÁUSULA SÉTIMA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da Lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA, inerentes às concessões reguladas por este Contrato:

- I. operar as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços;
- II. organizar e manter o registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, segurando-os adequadamente, sendo-lhe vedado fazer cessão ou transferência desses bens, a qualquer título, ou dá-los em garantia, sem a prévia e expressa autorização do PODER CONCEDENTE;
- III. cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE e perante os usuários e terceiros, pelas eventuais conseqüências danosas da exploração dos serviços;
- IV. atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE, bem como a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração dos serviços de geração de energia elétrica, especialmente os seguintes:
 - a) “QUOTA ANUAL DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO”, (Lei nº 8.631/93), equivalente, atualmente, a 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) do custo do investimento correspondente à implantação do APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO, devidamente atualizado nos termos da legislação em vigor, deduzida a Depreciação Acumulada. A Quota de Reversão, que não deverá ser superior a 3% (três por cento) da receita anual da exploração do APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO, será recolhida em duodécimos, nos valores e prazos fixados pelo DNAEE;
 - b) “COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS” (art. 20, § 1º da Constituição Federal), calculada nos termos da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, do Decreto nº 01, de 11 de janeiro de 1991 e das Portarias DNAEE no 304, de 29 de abril de 1993 e no 827, de 20 de julho de 1993;
 - c) quotas mensais da “CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC”, definidas nos Planos Anuais de Combustíveis do AGENTE OPERADOR, atribuídas em função da venda direta a consumidores finais de energia elétrica, com as limitações constantes da Primeira Subcláusula desta Cláusula;
 - d) pagamento dos valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos (Decreto no 24.643/34 e Lei nº 9.427/96), a serem fixados pelo PODER CONCEDENTE e recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas pelo DNAEE, a partir de janeiro de 1997 até o final do Contrato deduzidas do valor global das quotas de Reserva Global de Reversão, na forma do § 1º do art. 13 da Lei nº 9.427/96.
- V. submeter à prévia aprovação do PODER CONCEDENTE qualquer alteração do Estatuto Social ou transferência de ações que implique mudança de controle, comprometendo-se, outrossim, a não efetuar, em seus livros sociais, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração de ações que impliquem transferência do controle da CONCESSIONÁRIA, salvo com a prévia concordância do PODER CONCEDENTE;

- VI. manter, permanentemente:
- a) os equipamentos em perfeitas condições de funcionamento, com adequada estrutura de operação e conservação dos bens e instalações das Centrais Geradoras;
 - b) adequado estoque de material de reposição; e,
 - c) pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e em número suficiente à operação das instalações elétricas, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços e a segurança das pessoas.
- VII. permitir aos encarregados da fiscalização do PODER CONCEDENTE, especialmente designados, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados para geração de energia elétrica, bem como aos seus dados e registros administrativos, contábeis, técnicos, econômicos e financeiros;
- VIII. prestar contas ao PODER CONCEDENTE e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas, da gestão dos serviços concedidos;
- IX. manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública;
- X. observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais conseqüências de seu descumprimento;
- XI. realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos;
- XII. participar, do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir as recomendações técnicas e administrativas deles decorrente;
- XIII. assegurar livre acesso às instalações de transmissão associadas às concessões de geração, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores não alcançados pela exclusividade do fornecimento, consoante critérios de acesso e tarifação estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE;
- XIV. integrar o fórum do AGENTE OPERADOR, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes e futuras que emanarem desse órgão, devendo a CONCESSIONÁRIA acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo AGENTE OPERADOR;
- XV. respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de suas centrais geradoras decorrentes de aproveitamentos hidrelétricos, devendo considerar, nas regras operativas, a alocação de volume de água no reservatório de sua usina, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias, de acordo com as instruções do AGENTE OPERADOR;
- XVI. efetuar, nos casos especiais e quando determinado pelo PODER CONCEDENTE, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e às interligações que forem necessárias; e,
- XVII. publicar, periodicamente, suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação específica.

Primeira Subcláusula: Na hipótese de a quota mensal da Conta de Consumo de Combustíveis, a que se refere a letra “c” do inciso IV desta Cláusula, ultrapassar 2% (dois por cento) da receita correspondente à venda de energia para consumidores finais, o DNAEE poderá rever os valores de tarifas cobrados desses consumidores.

Segunda Subcláusula: O descumprimento do disposto nesta Cláusula sujeitará a CONCESSIONÁRIA às sanções previstas nas normas do PODER CONCEDENTE, inclusive à intervenção.

Terceira Subcláusula: Incumbe ainda, à CONCESSIONÁRIA, estabelecer, por sua conta e risco, e realizar, segundo as normas regulamentares do PODER CONCEDENTE e incorporando novas tecnologias, as modificações e ampliações que se tornarem necessárias para otimizar o atendimento de seus contratos.

Quarta Subcláusula: Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à exploração das Centrais Geradoras e à prestação do serviço público objeto do presente Contrato.

CLÁUSULA OITAVA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A CONCESSIONÁRIA gozará, na prestação dos serviços públicos que lhe são conferidos, das seguintes prerrogativas:

- I. utilizar, por prazo indeterminado e sem ônus, os terrenos de domínio público e estabelecer sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessários à exploração dos serviços concedidos, com sujeição aos regulamentos administrativos;
- II. promover desapropriações e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessários à execução de serviço ou de obra vinculada aos serviços concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes;
- III. construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração dos serviços concedidos; e,
- IV. acessar livremente, desde que as condições técnicas o permitam e mediante pagamento, os sistemas de transmissão e distribuição existentes, na forma da lei, de modo a transmitir a energia elétrica produzida nas centrais geradoras aos pontos de entrega definidos nos contrato de venda que celebrar.

Subcláusula-única - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia em contratos de financiamento, os direitos emergentes das concessões que lhe são conferidas, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação dos serviços, observando-se o disposto na Cláusula Sétima, inciso II do presente Contrato.

CLÁUSULA NONA - TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Na comercialização da energia das centrais geradoras reguladas por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA aplicará as tarifas homologadas pelo Poder Concedente e em conformidade com a nova disciplina legal que vier a ser estabelecida para o setor de energia elétrica.

Primeira Subcláusula - Enquanto vigorar a atual sistemática de contratos de suprimento, e especificamente para a parcela de energia vinculada aos contratos em vigor, serão aplicadas as tarifas indicadas no ANEXO II, que incluem os custos de transmissão.

Segunda Subcláusula - Visando o cumprimento do disposto na Cláusula Décima Sexta, o Poder Concedente estabelecerá, até 31 de dezembro de 1997, valores iniciais de tarifas a serem observadas pela CONCESSIONÁRIA nos registros contábeis das parcelas de sua própria energia alocadas para distribuição a consumidores finais, preservando o faturamento global da CEMIG.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas definidas nos termos das subcláusulas anteriores, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas nesta cláusula, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Quarta Subcláusula - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, no décimo segundo mês após a “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida da seguinte forma:

- a) No primeiro reajuste, a data do último reajuste realizado em abril de 1997; e,
- b) Nos reajustes subsequentes, a data do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

A periodicidade de reajuste de que trata esta Subcláusula poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se a “Data de Referência Anterior” à nova periodicidade estipulada.

Quinta Subcláusula - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e compra de energia elétrica para revenda; e,

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas vigentes, na “Data de Referência Anterior” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

VPA - é o valor da Parcela A, referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento;

VPB - é o valor da Parcela B, referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, entendido como o mercado de energia garantida da concessionária nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI - é um número índice, obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior ao do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X - é um número índice, definido pelo PODER CONCEDENTE, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao **IVI**. Este índice será nulo para os primeiros 5 (cinco) reajustes anuais a serem processados; e,

RA - é a Receita Anual, considerada no reajuste ou revisão anterior, excluído o ICMS, considerando-se as tarifas vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”. No primeiro reajuste serão consideradas como tarifas vigentes na “Data de Referência Anterior” aquelas definidas na Primeira e Segunda Subcláusulas anteriores.

Sétima Subcláusula - O PODER CONCEDENTE, de acordo com o cronograma apresentado neste item, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quinto reajuste anual concedido, conforme previsto na Segunda Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada cinco (05) anos.

Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá o valor de **X**, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do **IVI** ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Sexta Subcláusula. Para os primeiros 5 (cinco) reajustes anuais, o valor de **X** será zero.

Nona Subcláusula - Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem a Quarta, Quinta, Sexta, Sétima e Oitava Subcláusulas, caso haja alterações significativas, nos custos da CONCESSIONÁRIA, por solicitação desta, devidamente comprovada, o PODER CONCEDENTE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato

Décima Subcláusula - No atendimento do disposto no § 3º do art. 9º, da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ressalvado o imposto sobre a renda, a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará na revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Décima Primeira Subcláusula - Na hipótese de ter ocorrido, após a “Data de Referência Anterior”, revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de impostos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Sexta Subcláusula, as tarifas, após a aplicação do **IRT**, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Décima Segunda Subcláusula - Nos contratos de suprimento de energia elétrica que celebrar com outras concessionárias, a CONCESSIONÁRIA obedecerá as condições homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Décima Terceira Subcláusula - É vedado à CONCESSIONÁRIA comercializar energia elétrica, sob qualquer pretexto, a valores de tarifa superiores àqueles homologados pelo PODER CONCEDENTE.

Décima Quarta Subcláusula - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o PODER CONCEDENTE deverá restabelecê-lo mediante comprovação da CONCESSIONÁRIA, com efeito a partir do fato gerador.

Décima Quinta Subcláusula - A partir da implantação dos contratos iniciais de venda de energia, consoante a nova disciplina legal do setor de energia elétrica, toda a energia será comercializada com base nas regras de caráter geral que vierem a ser estabelecidas para o mercado de venda em grosso de energia, ficando derrogadas as subcláusulas de reajuste e revisão descritas nesta cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

A exploração dos serviços objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e controlada pelo PODER CONCEDENTE, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE ou órgão que vier a sucedê-lo.

Primeira Subcláusula - A fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA, nas áreas administrativa, técnica, contábil, comercial, econômico e financeira, podendo o órgão fiscalizador estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências de qualidade, eficiência, segurança e regularidade da prestação dos serviços concedidos.

Segunda Subcláusula - A Fiscalização elaborará relatórios, com a periodicidade de, pelo menos, a cada 5 (cinco) anos, a contar da data de assinatura deste Contrato, onde deverá relatar todas as suas observações com relação aos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, incluindo qualquer inobservância de cláusulas deste Contrato e/ou normas regulamentares pertinentes.

Terceira Subcláusula - Os prepostos do órgão fiscalizador, especialmente designados, terão livre acesso a pessoas, obras, instalações e equipamentos vinculados aos serviços, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA informações e dados necessários para aferir a correta execução deste Contrato.

Quarta Subcláusula - A Fiscalização técnica dos serviços de energia elétrica abrange:

- I. a execução dos projetos de obras e instalações;
- II. a exploração dos serviços;
- III. a utilização e o destino da energia; e,
- IV. a observância das normas legais, regulamentares e contratuais.

Quinta Subcláusula - A Fiscalização contábil abrangerá:

- I. o exame dos lançamentos e registros contábeis;
- II. o exame das Demonstrações Contábeis;
- III. o exame do cadastramento e controle patrimonial dos bens vinculados à concessão;
- IV. o exame do controle dos bens da União sob administração do concessionário;
- V. o exame dos Balancetes Mensais Padronizados;
- VI. o exame do Relatório de Informações Trimestrais - RIT;
- VII. o exame da adimplência intrasetorial;
- VIII. o exame da Prestação Anual de Contas - PAC, compreendendo o Relatório de Informações Trimestrais, do quarto trimestre, as Demonstrações Contábeis, o Parecer e Carta de Recomendações dos Auditores Independentes, Parecer dos Conselhos de Administração e Fiscal e Demonstração das Mutações do Ativo Imobilizado; e,
- IX. quaisquer documentos ou informações julgadas necessárias e requisitadas pela fiscalização.

Para efeito da fiscalização, o concessionário encaminhará, ou deixará a disposição do órgão fiscalizador, a documentação descrita.

Sexta Subcláusula - Serão submetidos, em separado, ao exame e aprovação do PODER CONCEDENTE todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, ou empresas coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, suprimentos, construções, empréstimos, vendas de ações, mercadorias, bem assim os contratos celebrados:

- I. com pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,
- II. com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Sétima Subcláusula - A fiscalização financeira compreenderá o exame das operações financeiras realizadas pela CONCESSIONÁRIA, inclusive as relativas à emissão de títulos de dívida.

Oitava Subcláusula - A contabilidade da CONCESSIONÁRIA obedecerá às normas específicas sobre Classificação de Contas e ao Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, inclusive os relativos à comercialização de energia elétrica com consumidores ou usuários finais, como também os referentes aos contratos a que aludem os incisos I e II da Sexta Subcláusula, desta Cláusula.

Nona Subcláusula - O PODER CONCEDENTE poderá determinar à CONCESSIONÁRIA o desfazimento de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos, ou tratamento diferenciado a consumidores.

Décima Subcláusula - A fiscalização do PODER CONCEDENTE não diminui nem exime as responsabilidades da CONCESSIONÁRIA, quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Décima Primeira Subcláusula - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, recomendações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços ou definidas na Cláusula Décima deste Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - PENALIDADES

A CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto nas normas legais e regulamentares dos serviços e neste Contrato, sempre que:

- I. deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados de natureza técnica, contábil e financeira, requisitados pela fiscalização do PODER CONCEDENTE;
- II. deixar de adotar, nos prazos estabelecidos pela fiscalização, as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos; e,
- III. descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do PODER CONCEDENTE ou qualquer disposição e cláusula deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A penalidade de multa será aplicada pelo PODER CONCEDENTE no valor máximo de 0,1% (um décimo por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à ocorrência da infração.

Segunda Subcláusula - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Terceira Subcláusula - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou não atender notificação ou recomendação do PODER CONCEDENTE no sentido de regularizar a prestação dos serviços nos devidos prazos, poderá ser decretada a caducidade da concessão, independente da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA.

Quarta Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na subcláusula anterior, quando a penalidade consistir em multa e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, promover-se-á a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Quinta Subcláusula - Alternativamente à declaração de caducidade, nos termos das Quarta a Sexta Subcláusulas da Cláusula Décima Terceira abaixo, poderá o PODER CONCEDENTE desapropriar o bloco de ações de controle da CONCESSIONÁRIA e levá-lo a leilão público. O montante líquido da indenização a ser paga pelas ações desapropriadas será, exclusivamente, o apurado no leilão.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO, ENCAMPAÇÃO DOS SERVIÇOS

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, o PODER CONCEDENTE poderá intervir, a qualquer tempo, na concessão, para assegurar a prestação adequada dos serviços, ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Primeira Subcláusula - A intervenção será determinada por decreto do PRESIDENTE DA REPÚBLICA, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes a publicação do decreto, o correspondente procedimento administrativo, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Segunda Subcláusula - Se o procedimento administrativo não se concluir dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração dos serviços, sem prejuízo de seu direito à indenização.

Terceira Subcláusula - Para atender relevante interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar os serviços, mediante indenização dos bens ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA, para garantir a continuidade e atualidade dos serviços.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES, REVERSÃO DOS BENS VINCULADOS

As concessões para exploração dos serviços de geração de energia elétrica, reguladas por este Contrato, considerar-se-ão extintas, observadas as normas legais específicas:

- I. pelo advento do termo final do contrato;
- II. pela encampação dos serviços;
- III. pela caducidade;
- IV. pela rescisão;
- V. pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e,
- VI. em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Primeira Subcláusula - O advento do termo final do contrato, sem pedido de prorrogação tempestivamente formulado, opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, a seu exclusivo critério, o direito de manter a CONCESSIONÁRIA na prestação dos serviços, até que se processe a licitação para outorga de nova concessão, e prorrogar o presente Contrato até a assunção do novo concessionário.

Segunda Subcláusula - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Terceira Subcláusula - Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles realizados pela CONCESSIONÁRIA e efetivamente utilizados na prestação dos serviços.

Quarta Subcláusula - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, o PODER CONCEDENTE promoverá a declaração de caducidade da concessão, mediante processo administrativo que assegure ampla defesa a CONCESSIONÁRIA, que terá direito as indenizações das parcelas de investimentos ainda não amortizadas, realizadas para garantir a continuidade da operação das centrais geradoras.

Quinta Subcláusula - A declaração de caducidade da concessão será precedida de um processo administrativo para verificação das infrações ou falhas, sendo concedida à CONCESSIONÁRIA o mais amplo direito de defesa. A CONCESSIONÁRIA terá direito a uma indenização das parcelas do investimento ainda não amortizadas, realizados para garantir a continuidade da operação das centrais geradoras.

Sexta Subcláusula - O processo administrativo acima mencionado não será instalado até que à CONCESSIONÁRIA tenha sido dado inteiro conhecimento, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos deste Contrato.

Sétima Subcláusula - A decretação da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham contratado com a CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Oitava Subcláusula - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nessa hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a operação das centrais geradoras enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção do Contrato.

Nona Subcláusula - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a operação das centrais geradas, para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - COMPROMISSO DOS INTERVENIENTES

Os INTERVENIENTES declaram aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições e cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do grupo de controle sem a prévia concordância do PODER CONCEDENTE.

Subcláusula-única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle acionário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei no 9.074/95, e no art. 20 da Lei no 9.427/96, o PODER CONCEDENTE delegará ao ESTADO DE MINAS GERAIS competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula-única - A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DE MINAS GERAIS, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - DISPOSIÇÕES GERAIS

O ACIONISTA CONTROLADOR e o SÓCIO ESTRATÉGICO obrigam-se a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais, nos seguinte prazos:

- I. contábil, até 31 de dezembro de 1997;
- II. ativos, compromissos contratuais e administrativos, até 31 de dezembro de 1998; e,
- III. reorganização societária da CEMIG, até 31 de dezembro de 2000, com a constituição de empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de que é titular a CEMIG, preservados, em cada uma dessas empresas, os direitos e obrigações previstos no Acordo de Acionistas referido no preâmbulo deste Contrato.

Subcláusula-única: - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a implementar a limitação de contratação de suprimento de energia elétrica entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, em conformidade com a nova disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida.

CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA - SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de qualquer disposição do presente Contrato, o PODER CONCEDENTE e a CONCESSIONÁRIA formarão, em cada caso, comissão de três (3) membros especialistas, com a incumbência de sugerir, no prazo que for indicado, a solução negociada do conflito.

Primeira Subcláusula - Os membros da comissão a que se refere o caput desta Cláusula serão designados, por escrito, um pelo PODER CONCEDENTE, outro pela CONCESSIONÁRIA e, o terceiro, de comum acordo pelas partes em conflito.

Segunda Subcláusula - As dúvidas ou controvérsias não solucionadas na forma indicada nesta Cláusula serão apreciadas e dirimidas no Juízo Federal desta Cidade de Brasília, Distrito Federal.

CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

Dentro dos 20 (vinte) dias que se seguirem à sua assinatura, a CONCESSIONÁRIA providenciará a publicação, nos Diários Oficiais da União e do Estado de Minas Gerais, do extrato deste Contrato, que será registrado e arquivado no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), do Ministério de Minas e Energia.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias, que são assinadas pelos representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, do ACIONISTA CONTROLADOR e do SÓCIO ESTRATÉGICO, juntamente com duas testemunhas, para que o Contrato possa produzir os efeitos jurídicos.

Brasília - DF, em..10... de....Julho..... de 1997

PELO PODER CONCEDENTE:

RAIMUNDO BRITO
Ministro de Estado de Minas e Energia

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor do DNAEE

PELA CONCESSIONÁRIA:

CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES
Diretor-Presidente

JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO
Diretor

PELO ACIONISTA CONTROLADOR

EDUARDO AZEREDO
Governador do Estado de Minas Gerais

PELO SÓCIO ESTRATÉGICO:

CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

LUIZ DAVID TRAVESSO
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

TESTEMUNHAS:

PETER GREINER
CPF 026.649.508-78

EDUARDO NELSON LADEIRA PESSOA
CPF 024.070.197-68

ANEXO I
CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG GERAÇÃO
CENTRAIS GERADORAS DA CEMIG REGULADAS NO PRESENTE CONTRATO

ANEXO I

CENTRAIS GERADORAS DA CEMIG REGULADAS PELO PRESENTE CONTRATO

USINAS	Potência MW	Ato de Titularidade da Concessão para a		Rio	Município	Termo Final da Concessão	
		CEMIG	Data				
Salto Morais	2,394	Dec.	66.802	30/06/70	Tijuco	Ituiutaba	30/06/2000
Pandeiros	4,200	Dec.	69.259	22/09/71	Pandeiros	Januária	22/09/2001
Igarapé	125,000	Prt.	00.812	13/08/74	(UTE)	Juatuba	13/08/2004
Xicão	1,808	Dec.	76.139	19/08/75	Santa Cruz	Campanha	19/08/2004
Rio de Pedras	9,280	Dec.	74.576	19/09/74	Pedras	Itabirito	19/09/2004
Piçarrão	0,800	Dec.	74.913	19/11/74	Piçarrão	Araguari	19/11/2004
Nova Ponte	510,000	Dec.	76.006	23/07/75	Araguari	Nova Ponte	23/07/2005
Emborcação	1.136,000	Dec.	76.008	23/07/75	Paranaíba	Cascalho Rico e Araguari	23/07/2005
Luiz Dias	2,430	Dec.	76.139	19/08/75	Lourenço Velho	Itajubá	19/08/2005
Poço Fundo	9,160	Dec.	76.139	19/08/75	Machado	Poço Fundo	19/08/2005
São Bernardo	6,824	Dec.	76.139	19/08/75	São Bernardo	Piranguçu	19/08/2005
Santa Luzia	0,600	Dec.	77.235	25/02/76	Piedade	Centralina	25/02/2006
Jaguara	448,000	Dec.	52.426	28/08/63	Grande	Sacramento	28/08/2013
São Simão	1.608,000	Dec.	55.512	11/01/65	Paranaíba	Santa Vitória	11/01/2015
Sumidouro	2,120	Dec.	73.906	05/04/74	Sacramento	Bom Jesus do Galho	08/07/2015
Poquim	1,408	Dec.	00.659	08/03/62	Poquim	Itambacuri	08/07/2015
Peti	9,400	Dec.	74.576	19/09/74	Sta. Bárbara	São. Gonçalo do Rio Abaixo	08/07/2015
Tronqueiras	8,013	Dec.	57.230	11/11/65	Tronqueiras	Coroaci	08/07/2015
Três Marias	387,600	Dec.	43.581	28/04/58	São Francisco	Três Marias	08/07/2015
Piau	18,012	Dec.	54.593	26/10/64	Piau	Santos Dumont	08/07/2015
Gafanhoto	12,880	Dec.	33.821	11/09/53	Pará	Divinópolis	08/07/2015
Cajurú	7,200	Dec.	44.372	26/08/58	Pará	Carmo do Cajurú	08/07/2015
Santa Marta	1,480	Dec.	00.474	05/01/62	Ticororó	Grão Mogol e Francisco de Sá	08/07/2015
Martins	7,700	Dec.	74.913	19/11/74	Uberabinha	Uberlândia	08/07/2015
Anil	2,080	Dec.	45.533	09/04/58	Jacaré	Santana do Jacaré	08/07/2015
Joasal	10,000	Prt.	00.062	17/03/97	Paraibuna	Juiz de Fora	08/07/2015
Marmelos	4,820	Prt.	00.062	17/03/97	Paraibuna	Juiz de Fora	08/07/2015
Paciência	4,080	Prt.	00.062	17/03/97	Paraibuna	Matias Barbosa	08/07/2015
São Francisco do Glória	0,477	Dec.	92.557	15/04/86	Glória	São Francisco do Glória	15/04/2016
Miranda	390,000	Dec.	93.879	23/12/86	Araguari	Uberlândia e Indianópolis	23/12/2016
Volta Grande	380,000	Dec.	60.261	23/02/67	Grande	Conceição das Alagoas	23/02/2017
Jacutinga	0,720	Of.	278	04/10/96	Mogi-Guaçu	Jacutinga	Registrada
Bom Jesus do Galho	0,360	Of.	279	04/10/96	Sacramento	Bom Jesus do Galho	Registrada

Dec. - Decreto do Presidente da República

Prt. - Portaria Ministerial

Of. - Ofício CGCO/DNAEE

UTE - Usina Termelétrica

ANEXO II

CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG GERAÇÃO

TARIFA DE SUPRIMENTO

(APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 113, DE 07/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 08/04/97)

ANEXO II

SUPRIDOR: CEMIG**SUPRIDO:** COELBA, CATAGUAZES, DMEPC, BRAGANTINA, MOCOCA.

<u>Tensão kV</u>	<u>Modalidade</u>	<u>Demanda (R\$/kW)</u>	<u>Energia (R\$/MWh)</u>
>=	Próprio	6,53	19,14
< 69		7,17	20,09

SUPRIDOR: CEMIG**SUPRIDO:** FURNAS

<u>Tensão kV</u>	<u>Modalidade</u>	<u>Demanda (R\$/kW)</u>	<u>Energia (R\$/MWh)</u>
230 a 500	Próprio	2,23	28,81

Anexo 4.2

**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE**

PROCESSO Nº 48100.001157/96-94

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 006/97 - CEMIG

**PARA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E
A COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG.**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, letra “b”, da Constituição Federal, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, inscrito no CGC/MF sob o nº 37.115.383/0001-53, representado por seu titular, Ministro de Estado RAIMUNDO BRITO e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, inscrito o CGC/MF sob o nº 37.115.383/0033-30, representado por seu Diretor JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, e a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com sede à Av. Barbacena no 1.200, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, inscrita no CGC/MF sob o nº 17.155.730/0001-64, na condição de concessionária de transmissão, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada, na forma de seu Estatuto, por seu Diretor-Presidente CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES e por seu Diretor JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO, com a interveniência e anuência do ESTADO DE MINAS GERAIS, neste instrumento designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, representado por seu Governador EDUARDO AZEREDO e SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA, neste instrumento designada apenas SÓCIO ESTRATÉGICO, nos termos do Acordo de Acionistas celebrado entre ambos em 18 de junho de 1997, neste ato representado por CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES e LUIZ DAVID TRAVESSO, na forma de seu Contrato Social, têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 (Código de Águas), pelo Regulamento aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.074, de 7 de julho de 1995, pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação específica, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e pelas cláusulas e condições a seguir estabelecidas.

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica de que é titular a CONCESSIONÁRIA, através das instalações de transmissão sob a sua responsabilidade classificadas como integrantes da Rede Básica, de acordo com a Lei nº 9.074/95 e regulamentação pertinente.

Primeira Subcláusula - Para todos os efeitos legais, em especial para intervenção, encampação, transferência, declaração de caducidade ou extinção, cada uma das instalações de transmissão relacionadas no ANEXO I constitui concessão individualizada.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA aceita que poderão ser incluídas ou excluídas da Rede Básica instalações de transmissão integrantes do seu acervo, constantes do ANEXO II, em conformidade com a nova disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida.

Terceira Subcláusula - O conjunto das instalações de transmissão a que se refere o caput da cláusula primeira, juntamente com todos os equipamentos e serviços de suporte para a transmissão de energia elétrica, como serviços administrativos, medição, comunicações, controle dinâmico de tensão, suporte local e sistêmico de reativo, despacho de transmissão, manutenção, reserva, programação e demais serviços complementares, constituem o doravante denominado neste contrato de SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração de serviço público de transmissão de energia elétrica regulada por este Contrato deverá ser realizada, prioritariamente, como função de utilidade pública, sendo, entretanto, permitida a comercialização da transmissão de sinais (dados e voz) pelo compartilhamento de sistemas de comunicação associado ao serviço de transmissão, bem como ao uso de alternativas não convencionais

de atendimento a pequenas cargas ao longo dos sistemas de transmissão (pára-raios energizado, acoplamento capacitivo, divisor capacitivo de potencial, reator-transformador, novas tecnologias), observada a legislação específica. Nestes casos, as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, deverão ser parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas de transporte de energia elétrica.

Quinta Subcláusula - As concessões disciplinadas neste Contrato substituem e extinguem quaisquer outras conferidas anteriormente à Lei nº 8.987/95, renunciando a CONCESSIONÁRIA a qualquer reivindicação de eventuais direitos preexistentes que contrariem a referida Lei.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Na prestação do serviço referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE, sendo-lhe assegurada ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia, equipamentos e instalações adequados, bem como métodos operativos estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE, ou por agente especialmente designado para este fim, de forma a assegurar a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a operar e a manter o SERVIÇO DE TRANSMISSÃO segundo as normas e programação do órgão responsável pela coordenação da operação interligada, denominado neste documento como AGENTE OPERADOR, atualmente exercido pelo GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a firmar contrato operativo com o AGENTE OPERADOR com a interveniência do DNAEE concordando com os seguintes pontos principais:

- I. o livre acesso a suas instalações será assegurado na forma da Lei, e de acordo com as regras de acesso, de operação e comerciais estabelecidas pelo AGENTE OPERADOR e aprovadas pelo PODER CONCEDENTE;
- II. o AGENTE OPERADOR estabelecerá contratos de acesso a seu SERVIÇO DE TRANSMISSÃO com os usuários, aplicando as tarifas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE;
- III. a CONCESSIONÁRIA receberá do AGENTE OPERADOR receita fixada no contrato como contrapartida à disponibilização do seu SERVIÇO DE TRANSMISSÃO;
- IV. a operação do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO será de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA;
- V. a manutenção do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO será de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, de acordo com os critérios estabelecidos pelo AGENTE OPERADOR; e,
- VI. a CONCESSIONÁRIA aceitará condições de penalização por motivo de não disponibilidade de instalações do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO para a operação interligada e por não cumprir programa ou qualidade requerida de manutenção previamente acordada com o AGENTE OPERADOR.

Quarta Subcláusula - Quaisquer normas, instruções ou determinações de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE, aplicar-se-ão, automaticamente, às concessões ora contratadas, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA, como condições implícitas deste Contrato.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter, ou melhorar, os níveis de qualidade da transmissão de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação aplicável.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DAS CONCESSÕES

As concessões para exploração de serviço público de transmissão de energia elétrica referidas na Cláusula Primeira ficam prorrogadas até 8 de julho de 2015.

Primeira Subcláusula - Visando assegurar a continuidade e qualidade do serviço público e sempre com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, preparados pelo órgão técnico de fiscalização, nos termos da Cláusula Oitava, o prazo referido nesta cláusula poderá ser prorrogado pelo PODER CONCEDENTE por igual período de 20 (vinte) anos, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA.

Segunda Subcláusula - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes aos serviços públicos de energia elétrica, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Terceira Subcláusula - O PODER CONCEDENTE manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18o (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação o PODER CONCEDENTE levará em consideração todas as informações sobre o serviço prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de serviço adequado. A falta de pronunciamento do PODER CONCEDENTE no prazo acima estabelecido significará a prorrogação automática das Concessões por igual período, nas condições vigentes.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a estabelecer novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas e recomendações dos órgãos gerenciadores do Sistema Elétrico Nacional e do PODER CONCEDENTE.

Subcláusula-única - As ampliações dos sistemas de transmissão da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE. As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas e aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

A CONCESSIONÁRIA compromete-se a cumprir, além do estabelecido em lei e nas normas regulamentares específicas, as obrigações e encargos seguintes:

- I. disponibilizar as instalações do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO para a operação interligada, nas condições estabelecidas no contrato operativo estabelecido com o AGENTE OPERADOR nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas;
- II. operar as instalações e equipamentos correspondentes, de acordo com as normas e programações estabelecidas em contrato com o AGENTE OPERADOR, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência do serviço;
- III. manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, segurando-os adequadamente; a CONCESSIONÁRIA não poderá dispor, ceder ou dar em garantia, os ativos da concessão (bens reversíveis) sem a prévia e expressa autorização do PODER CONCEDENTE;
- IV. cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE e perante os usuários e terceiros, pelas eventuais conseqüências danosas da exploração do serviço;
- V. atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço;
- VI. permitir aos encarregados da fiscalização do PODER CONCEDENTE, especialmente designados, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação do serviço, bem como aos seus dados e registros administrativos, contábeis, técnicos, econômicos e financeiros;

- VII. prestar contas anualmente, ao PODER CONCEDENTE, da gestão dos serviços públicos concedidos, mediante relatório, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;
- VIII. observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais conseqüências de seu descumprimento;
- IX. realizar programas de treinamento de seus empregados, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços públicos concedidos;
- X. participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, no SERVIÇO DE TRANSMISSÃO, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes;
- XI. assegurar livre acesso às instalações de transmissão, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores não alcançados pela exclusividade do fornecimento, mediante celebração de contrato de disponibilização das instalações com o AGENTE OPERADOR;
- XII. integrar o fórum do AGENTE OPERADOR, diretamente ou através de representante, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes e as futuras que emanarem desse Órgão, devendo a CONCESSIONÁRIA acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo mesmo;
- XIII. efetuar, quando determinado pelo PODER CONCEDENTE, consoante o planejamento do Sistema Elétrico Nacional as interligações e ampliações que forem necessárias, mediante contratação com o AGENTE OPERADOR;
- XV. publicar, periodicamente, suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação específica; e,
- XVI. organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de transmissão, vinculados ao serviço, informando ao PODER CONCEDENTE as alterações verificadas.

Primeira Subcláusula - Incumbe à CONCESSIONÁRIA estabelecer, por sua conta e risco, segundo as normas do PODER CONCEDENTE, as modificações e ampliações que se tornarem necessárias no SERVIÇO DE TRANSMISSÃO, visando a adequada prestação do serviço de transmissão de energia elétrica.

Segunda Subcláusula - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público regulado neste Contrato.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA implementará medidas que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia, devendo elaborar, para cada ano subsequente, programa de incremento à eficiência no uso das instalações e de redução de perdas no SERVIÇO DE TRANSMISSÃO. Esse programa anual deverá ser apresentado ao PODER CONCEDENTE até 30 de setembro de cada ano, desconsiderando-se o ano de assinatura do contrato.

Quarta Subcláusula - O programa anual previsto na Subcláusula anterior deverá ser analisado e aprovado pelo PODER CONCEDENTE até 31 de dezembro do ano da sua apresentação.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a submeter à prévia aprovação do PODER CONCEDENTE qualquer alteração do Estatuto Social ou transferência de ações que implique mudança de controle, comprometendo-se, outrossim, a não efetuar em seus livros sociais, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações de titularidade dos AÇIONISTAS CONTROLADORES, salvo quando tiver havido a prévia concordância do PODER CONCEDENTE, na forma estabelecida nesta Cláusula.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

Na condição de delegada do PODER CONCEDENTE, a CONCESSIONÁRIA gozará, na prestação dos serviços públicos que lhe são conferidos, das seguintes prerrogativas:

- I. utilizar, por prazo indeterminado e sem ônus, os terrenos de domínio público e estabelecer sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração dos serviços concedidos, com sujeição aos regulamentos administrativos;
- II. promover desapropriações e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessários à execução de serviços ou de obras vinculados aos serviços concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,

- III. construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração dos serviços concedidos.

Subcláusula-única - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer em garantia, em contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe são conferidas, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço, observando-se o disposto na Cláusula Quinta, inciso III do presente Contrato.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS E RECEITAS PELO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O acesso ao SISTEMA DE TRANSMISSÃO da CONCESSIONÁRIA e sua remuneração se darão mediante tarifas estabelecidas em conformidade com critérios e metodologias, bem como procedimentos de alocação das receitas aos correspondentes ativos disponibilizados, estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - As receitas da CONCESSIONÁRIA relativas aos ativos do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO disponibilizados ao AGENTE OPERADOR serão auferidas em conformidade com os critérios e metodologia estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE.

Segunda Subcláusula - Após a segregação tarifária dos atuais contratos de suprimento, inclusive os relativos à parcela de energia proveniente das centrais geradoras da CEMIG destinada à distribuição, e até a implantação da disciplina tarifária da transmissão que vier a ser estabelecida, serão adotados, para o segmento de transmissão, a mesma forma e periodicidade de reajuste e revisão aplicados ao segmento de geração de serviço público.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA poderá cobrar pela construção de instalações de redes de transmissão de agentes geradores de energia elétrica ou consumidores livres para conexão as suas instalações de transmissão e ou pela prestação de serviços de operação e manutenção destas redes em condições específicas estabelecidas bilateralmente.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

A exploração dos serviços objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e controlada pelo PODER CONCEDENTE, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE ou órgão que vier a sucedê-lo.

Primeira Subcláusula - A fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA, nas áreas administrativa, técnica, contábil, comercial, econômico e financeira, podendo o órgão fiscalizador estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências de qualidade, eficiência, segurança e regularidade da prestação dos serviços concedidos.

Segunda Subcláusula - A Fiscalização elaborará relatórios, com a periodicidade de, no máximo, 5 (cinco) anos, a contar da data de assinatura deste Contrato, devendo conter observações com relação aos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, incluindo qualquer inobservância de cláusulas deste Contrato e/ou normas regulamentares pertinentes.

Terceira Subcláusula - Os prepostos do órgão fiscalizador, especialmente designados, terão livre acesso a pessoas, obras, instalações e equipamentos vinculados aos serviços, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA informações e dados necessários para aferir a correta execução deste Contrato.

Quarta Subcláusula - A Fiscalização técnica e comercial dos serviços de energia elétrica abrange:

- I. a execução dos projetos de obras e instalações;
- II. a exploração dos serviços;
- III. a observância das normas legais, regulamentares e contratuais;
- IV. o desempenho do sistema elétrico no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais;
- V. a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e oferta de energia elétrica; e,
- VI. a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico.

Quinta Subcláusula - A Fiscalização contábil abrangerá:

- I. o exame dos lançamentos e registros contábeis;
- II. o exame das Demonstrações Contábeis;
- III. o exame do cadastramento e controle patrimonial dos bens vinculados à concessão;
- IV. o exame do controle dos bens da União sob administração do concessionário;
- V. o exame dos Balancetes Mensais Padronizados;
- VI. o exame do Relatório de Informações Trimestrais - RIT;
- VII. o exame da adimplência intrasetorial;
- VIII. o exame da Prestação Anual de Contas - PAC, compreendendo o Relatório de Informações Trimestrais, do quarto trimestre, as Demonstrações Contábeis, o Parecer e Carta de Recomendações dos Auditores Independentes, Parecer dos Conselhos de Administração e Fiscal e Demonstração das Mutações do Ativo Imobilizado; e,
- IX. quaisquer documentos ou informações julgadas necessárias e requisitadas pela fiscalização.

Para efeito da fiscalização, o concessionário encaminhará, ou deixará a disposição do órgão fiscalizador, a documentação descrita.

Sexta Subcláusula - Serão submetidos, em separado, ao exame e aprovação do PODER CONCEDENTE todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, suprimentos, construções, empréstimos, vendas de ações, mercadorias, bem assim os contratos celebrados:

- I. com pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,
- II. com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Sétima Subcláusula - A fiscalização financeira compreenderá o exame das operações financeiras realizadas pela CONCESSIONÁRIA, inclusive as relativas à emissão de títulos de dívida.

Oitava Subcláusula - A contabilidade da CONCESSIONÁRIA obedecerá às normas específicas sobre Classificação de Contas e ao Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, inclusive os referentes aos contratos a que aludem os incisos I e II da Sexta Subcláusula desta Cláusula.

Nona Subcláusula - A fiscalização do PODER CONCEDENTE não diminui nem exime a CONCESSIONÁRIA de suas responsabilidades, quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais, dentre outras.

Décima Subcláusula - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, recomendações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços ou definidas na Cláusula Nona deste Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

A CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto nas normas legais e regulamentares dos serviços e neste Contrato, sempre que:

- I. deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados relativos à administração, contabilidade, técnica, economia e finanças, requisitados pela fiscalização do PODER CONCEDENTE;
- II. deixar de adotar, nos prazos estabelecidos pela fiscalização, as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos;
- III. deixar de atender, nos prazos fixados pelo PODER CONCEDENTE a expansão ou ampliação do SERVIÇO DE TRANSMISSÃO; e,

IV. descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do PODER CONCEDENTE ou qualquer disposição e cláusula deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A penalidade de multa será aplicada pelo PODER CONCEDENTE no valor máximo de 0,1% (um décimo por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao da ocorrência da infração.

Segunda Subcláusula - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Terceira Subcláusula - Nos casos de, nos prazos estabelecidos, não ser feito o pagamento de multa imposta em decorrência de infração, ou não ser atendida notificação ou recomendação do PODER CONCEDENTE no sentido de regularização da prestação dos serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, independente da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA.

Quarta Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, quando a penalidade consistir em multa e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, promover-se-á a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Quinta Subcláusula - Alternativamente à declaração de caducidade, nos termos das Quarta a Sexta Subcláusulas da Cláusula Décima Primeira a seguir, poderá o PODER CONCEDENTE restringir o elenco de instalações que compõem a concessão, promover a subconcessão ou desapropriar o bloco de ações de controle da CONCESSIONÁRIA e levá-lo a leilão público. Neste último caso, o montante líquido da indenização a ser paga pelas ações desapropriadas será, exclusivamente, o apurado no leilão.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO, ENCAMPAÇÃO DOS SERVIÇOS

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, o PODER CONCEDENTE poderá intervir na concessão a qualquer tempo, visando assegurar a prestação adequada dos serviços ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Primeira Subcláusula - A intervenção será determinada por decreto do PRESIDENTE DA REPÚBLICA, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes à publicação do decreto, o correspondente procedimento administrativo, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Segunda Subcláusula - Se o procedimento administrativo não se concluir dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração dos serviços, sem prejuízo de seu direito à indenização.

Terceira Subcláusula - Para atender relevante interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar os serviços, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e atualidade dos serviços.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES, REVERSÃO DOS BENS VINCULADOS

Considerar-se-ão extintas as concessões para exploração dos serviços de transmissão de energia elétrica reguladas por este Contrato, sempre que forem observadas as normas legais específicas:

- I. pelo advento do termo final do contrato;
- II. pela encampação dos serviços;
- III. pela caducidade;
- IV. pela rescisão;
- V. pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e,
- VI. em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Primeira Subcláusula - O advento do termo final do contrato, sem pedido de prorrogação tempestivamente formulado, opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, a seu exclusivo critério, o direito de manter a CONCESSIONÁRIA na prestação dos serviços, até que se processe a licitação para outorga de nova concessão e prorrogar o presente Contrato até a assunção do novo concessionário.

Segunda Subcláusula - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Terceira Subcláusula - Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles realizados pela CONCESSIONÁRIA e efetivamente utilizados na prestação dos serviços.

Quarta Subcláusula - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, o PODER CONCEDENTE promoverá a declaração de caducidade da concessão, mediante processo administrativo que assegure ampla defesa a CONCESSIONÁRIA, que terá direito às indenizações das parcelas de investimentos ainda não amortizadas, realizadas para garantir a continuidade do serviço.

Quinta Subcláusula - A declaração de caducidade da concessão será precedida de um processo administrativo para verificação das infrações ou falhas, sendo concedida à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa. A CONCESSIONÁRIA terá direito a uma indenização das parcelas do investimento ainda não amortizadas, realizados para garantir a continuidade dos serviços.

Sexta Subcláusula - O processo administrativo acima mencionado não será instalado até que à CONCESSIONÁRIA tenha sido dado inteiro conhecimento, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos deste Contrato.

Sétima Subcláusula - A decretação da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham contratado com a CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Oitava Subcláusula - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nessa hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação dos serviços enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção do Contrato.

Nona Subcláusula - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação dos serviços, para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - COMPROMISSO DOS INTERVENIENTES

Os INTERVENIENTES declaram aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições e cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do grupo de controle sem a prévia concordância do PODER CONCEDENTE.

Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle acionário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e nº art. 20 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o PODER CONCEDENTE delegará ao ESTADO DE MINAS GERAIS competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida aos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DE MINAS GERAIS, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DISPOSIÇÕES GERAIS

O ACIONISTA CONTROLADOR e o SÓCIO ESTRATÉGICO obrigam-se a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais, nos seguinte prazos:

- I. contábil, até 31 de dezembro de 1997;
- II. ativos, compromissos contratuais e administrativos, até 31 de dezembro de 1998; e,
- III. reorganização societária da CEMIG, até 31 de dezembro de 2000, com a constituição de empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de que é titular a CEMIG, preservados, em cada uma dessas empresas, os direitos e obrigações previstos no Acordo de Acionistas referido no preâmbulo deste Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de qualquer disposição do presente Contrato, o PODER CONCEDENTE e a CONCESSIONÁRIA formarão, em cada caso, comissão de três (3) membros especialistas, com a incumbência de sugerir, no prazo que for indicado, a solução negociada do conflito.

Primeira Subcláusula - Os membros da comissão a que se refere o caput desta Cláusula serão designados, por escrito, um pelo PODER CONCEDENTE, outro pela CONCESSIONÁRIA e, o terceiro, de comum acordo pelas partes em conflito.

Segunda Subcláusula - As dúvidas ou controvérsias não solucionadas na forma indicada nesta Cláusula serão apreciadas e dirimidas no Juízo Federal desta Cidade de Brasília, Distrito Federal.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

Dentro dos 20 (vinte) dias que se seguirem à sua assinatura, a CONCESSIONÁRIA providenciará a publicação, nos Diários Oficiais da União e do Estado de Minas Gerais, do extrato deste Contrato, que será registrado e arquivado no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), do Ministério de Minas e Energia.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias, que são assinadas pelos representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, do ACIONISTA CONTROLADOR e do SÓCIO ESTRATÉGICO, juntamente com duas testemunhas, para que o Contrato possa produzir os efeitos jurídicos.

Brasília - DF, em 10 de Julho de 1997

PELO PODER CONCEDENTE:

RAIMUNDO BRITO
Ministro de Estado de Minas e Energia

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor do DNAEE

PELA CONCESSIONÁRIA:

CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES
Diretor-Presidente

JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO
Diretor

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

EDUARDO AZEREDO
Governador do Estado de Minas Gerais

PELO SÓCIO ESTRATÉGICO:

CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

LUIZ DAVID TRAVESSO
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

TESTEMUNHAS:

PETER GREINER
CPF 026.649.508-78

EDUARDO NELSON LADEIRA PESSOA
CPF 024.070.197-68

ANEXO I

CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG TRANSMISSÃO

INSTALAÇÕES DA CEMIG QUE COMPÕEM A REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE

(APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 244, DE 28/06/96, PUBLICADA NO D.O.U. DE 01/07/96)

ANEXO I

INSTALAÇÕES DA CEMIG QUE COMPÕEM A REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE (APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 244, DE 28/06/96, PUBLICADA NO D.O.U. DE 01/07/96)

LINHAS DE TRANSMISSÃO

<u>Tensão</u>	<u>Denominação</u>	<u>Tensão</u>	<u>Denominação</u>
LT 500 kV	Emborcação / Nova Ponte	LT 500 kV	S. Simão / A. Vermelha
LT 500 kV	Jaguara / Ouro Preto 2	LT 500 kV	Neves 1 / Mesquita
LT 500 kV	Nova Ponte / Jaguara	LT 500 kV	Jaguara / Neves 1
LT 500 kV	S. Gotardo 2 / Neves 1	LT 500 kV	Emborcação / Itumbiara
LT 500 kV	S. Simão / Jaguara	LT 500 kV	Emborcação / S. Gotardo 2
LT 345 kV	Barreiro / Taquaril	LT 345 kV	Neves 1 / Barreiro
LT 345 kV	Jaguara / L.C. Barreto	LT 345 kV	Lafaiete / Ouro Preto 2
LT 345 kV	Jaguara / Pimenta I e II	LT 345 kV	Ouro Preto 2 / Taquaril
LT 345 kV	Jaguara / Volta Grande	LT 345 kV	Barbacena 2 / Lafaiete
LT 345 kV	Pimenta / Barbacena 2	LT 345 kV	Neves 1 / Três Marias
LT 345 kV	Pimenta / Taquaril	LT 345 kV	Taquaril / Neves 1
LT 345 kV	Três Marias / São Gotardo 2	LT 230 kV	Mesquita / Gov. Valadares 2LT1

SUBESTAÇÕES

<u>Denominação</u>	<u>Denominação</u>
Neves 1	Barbacena 2
São Gotardo	Lafaiete
Mesquita	Barreiro
Ouro Preto 2	Taquaril
Jaguara (Intermediária)	Governador Valadares 2
Pimenta	Conselheiro Pena

ANEXO II

CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG TRANSMISSÃO

**INSTALAÇÕES DA CEMIG QUE PASSARÃO A COMPOR A REDE BÁSICA DO SISTEMA
ELÉTRICO INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE**

(CONFORME A SEGUNDA SUBCLÁUSULA DA CLÁUSULA PRIMEIRA DESTE CONTRATO)

ANEXO II

INSTALAÇÕES DA CEMIG QUE PASSARÃO A COMPOR A REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE (CONFORME A SEGUNDA SUBCLÁUSULA DA CLÁUSULA PRIMEIRA DESTE CONTRATO)

LINHAS DE TRANSMISSÃO

<u>Tensão</u>	<u>Denominação</u>	<u>Tensão</u>	<u>Denominação</u>
LT 345 kV	Três Marias / Várzea da Palma	LT 345 kV	Barbacena 2 / Juiz de Fora 1
LT 345 kV	Várzea da Palma / Montes Claros 2	LT 345 kV	Jaguara Abaixadora / Intermediária
LT 230 kV	Taquaril / Itabira 2	LT 230 kV	Taquaril / Itabira 2 via Santa Luzia
LT 230 kV	João Monlevade 2 / Itabira 2	LT 230 kV	Taquaril / Itabira 2 vial Barão de Cocais 2
LT 230 kV	Mesquita / G. Valadares 2 LT2	LT 230 kV	Itabira 2 / Ipatinga 1 via Salto Grande
LT 230 kV	Ipatinga 1 / Acesita via Timóteo	LT 230 kV	Itabira 2 / João Monlevade 2
LT 230 kV	Barão de Cocais 2 / São Bento Mineração	LT 230 kV	João Monlevade 2 / Ipatinga 1 via Nova Era 2
LT 230 kV	Mesquita / Usiminas	LT 230 kV	Ipatinga 1 / Usiminas
LT 230 kV	Nova Era 2 / ELETROVALE	LT 230 kV	Ipatinga 1/ Mesquita LT1 e LT2

SUBESTAÇÕES

<u>Denominação</u>	<u>Denominação</u>
Três Marias	Juiz de Fora 1
Várzea da Palma 1	Itabira 2
Montes Claros 2	Ipatinga 1
Barão de Cocais 2	Emborcação (seccionadora)
Itutinga	Jaguara (usina)
João Monlevade 2	Nova Era 2
Nova Ponte (seccionadora)	São Simão (seccionadora)
Timóteo	Volta Grande (seccionadora)

Anexo 4.3

**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE**

PROCESSO Nº 48100.000143/96-44

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 002-003-004-005/97 - CEMIG - ÁREA OESTE, SUL, NORTE E LESTE

**PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E A
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG.**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, letra “b”, da Constituição Federal, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, inscrito no CGC/MF sob o nº 37.115.383/0001-53, representado por seu titular, Ministro de Estado RAIMUNDO BRITO e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, inscrito o CGC/MF sob o nº 37.115.383/0033-30, representado por seu Diretor JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, e a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com sede à Av. Barbacena no 1.200, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, inscrita no CGC/MF sob o nº 17.155.730/0001-64, na condição de concessionária de distribuição, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada, na forma de seu Estatuto, por seu Diretor-Presidente CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES e por seu Diretor JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO, com a interveniência e anuência do ESTADO DE MINAS GERAIS, neste instrumento designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, representado por seu Governador EDUARDO AZEREDO e SOUTHERN ELECTRIC BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA, neste instrumento designada apenas SÓCIO ESTRATÉGICO, nos termos do Acordo de Acionistas celebrado entre ambos em 18 de junho de 1997, neste ato representado por CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES e LUIZ DAVID TRAVESSO, na forma de seu Contrato Social, têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 (Código de Águas), pelo Regulamento aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação específica, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e pelas cláusulas e condições a seguir estabelecidas.

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica objeto das concessões de que era titular a CONCESSIONÁRIA, para os municípios e distritos discriminados no ANEXO I, reagrupadas nas áreas Norte, Sul, Leste e Oeste, em conformidade com a Portaria DNAEE nº 130, de 17 de abril de 1997, publicada no DOU de 22 de abril de 1997 e prorrogadas pela Portaria nº 125, de 17 de abril de 1997, do Ministro de Estado das Minas e Energia, publicada no DOU de 22 de abril de 1997.

Primeira Subcláusula - Para todos os efeitos legais, em especial para eventual restrição de área, intervenção, encampação, declaração de caducidade ou extinção, cada uma das áreas resultantes do reagrupamento definido em conformidade com a Portaria DNAEE nº 130/97, nos termos do art. 22, da Lei nº 9.074/95, constitui concessão individualizada.

Segunda Subcláusula - As instalações de transmissão, não classificadas com Rede Básica e que não estejam associadas as concessões de geração, são consideradas partes integrantes das concessões de distribuição de energia elétrica reagrupadas e reguladas por este Contrato e outros contratos de concessão.

Terceira Subcláusula - Ressalvados os contratos de fornecimento vigentes, as concessões reguladas neste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica, aos quais nos termos da lei, seja assegurado livre acesso à energia elétrica de qualquer outro fornecedor.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA aceita que as concessões de serviços públicos de distribuição de energia elétrica reguladas por este Contrato deverão ser realizadas, prioritariamente, como função de utilidade pública, comprometendo-se a somente exercer outra atividade empresarial com prévia autorização do PODER CONCEDENTE e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, nos termos do ato autorizativo correspondente, o que será considerado nas revisões de que trata a Quinta Subcláusula da Cláusula Sétima deste Contrato.

Quinta Subcláusula - As concessões disciplinadas neste Contrato substituem e extinguem quaisquer outras conferidas anteriormente à Lei nº 8.987/95, renunciando a CONCESSIONÁRIA a qualquer reivindicação de eventuais direitos preexistentes que contrariem a referida Lei.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Na prestação dos serviços públicos referidos na Cláusula anterior a CONCESSIONÁRIA observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE, sendo-lhe assegurada ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. Quaisquer normas, instruções ou determinações de caráter geral, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e aplicáveis às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, aplicar-se-ão, automaticamente, à concessão ora regulada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA, como condições implícitas deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

Segunda Subcláusula - O serviço de distribuição de energia elétrica poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

- I. motivo de ordem técnica, ou de segurança das instalações; e,
- II. inadimplemento do consumidor na contraprestação devida à CONCESSIONÁRIA.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado, não efetuar, no prazo estabelecido pela CONCESSIONÁRIA, os pagamentos devidos, ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica, ou ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA atenderá, nos prazos fixados nas normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente, aos pedidos dos interessados na utilização dos serviços concedidos, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débitos não imputáveis ao solicitante.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA é obrigada a realizar os projetos e as obras necessárias ao fornecimento de energia elétrica aos interessados até o ponto de entrega, segundo as normas do PODER CONCEDENTE. Poderá, entretanto, a CONCESSIONÁRIA, transferir ao interessado, mediante negociação escrita e segundo as normas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE, a responsabilidade pelo custeio das obras necessárias ao atendimento do pedido de ligação ou de aumento de carga instalada.

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento tarifário diferenciado aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento.

Sétima Subcláusula - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de fazer investimento específico, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato correspondente deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Oitava Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua área de concessão, mediante condições previamente ajustadas com o concessionário local, a ser submetidas à aprovação do PODER CONCEDENTE.

Nona Subcláusula - Os contratos de fornecimento de energia elétrica celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os usuários finais deverão indicar, além das condições gerais da prestação dos serviços:

- I. a identificação do interessado;
- II. a localização da unidade consumidora;
- III. a tensão e as demais características técnicas do fornecimento e classificação da unidade consumidora;
- IV. a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados e as condições de sua revisão, para mais ou para menos;
- V. a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, indicação dos encargos fiscais incidentes e critério de faturamento;
- VI. condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e,
- VII. as penalidades aplicáveis, conforme legislação em vigor.

Décima Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, deles devendo constar, obrigatoriamente:

- I. data da solicitação ou reclamação;
- II. o objeto da solicitação ou o motivo da reclamação; e,
- III. as providências adotadas, indicando as pertinentes datas, para o atendimento e sua comunicação ao interessado.

Décima Primeira Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação dos serviços e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria dos serviços.

Décima Segunda Subcláusula - Ressalvados os casos específicos ou de emergência, a juízo do PODER CONCEDENTE, é de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA instalar, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida.

Décima Terceira Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, na prestação dos serviços objeto deste Contrato a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:

- I. obter a ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA, aprovados pelo PODER CONCEDENTE, aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;
- II. obter esclarecimento sobre dúvidas relacionadas com a prestação dos serviços, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para a defesa dos seus direitos;
- III. liberdade de escolha na utilização dos serviços, observadas as normas do PODER CONCEDENTE; e,
- IV. receber o ressarcimento dos danos que, porventura, lhe sejam causados, em função dos serviços concedidos.

Décima Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter, ou melhorar, os níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação em vigor. Para aqueles conjuntos cujos valores tenham ultrapassado os limites admitidos pela legislação, a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar ao PODER CONCEDENTE, no prazo de 180 dias, um programa de metas, visando atingir os limites admitidos no prazo máximo de 3 (três) anos, a partir da assinatura deste Contrato.

Décima Quinta Subcláusula - Pela inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica, bem como pela violação dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento ou de outros aspectos estabelecidos em regulamentos específicos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização do PODER CONCEDENTE, em favor dos consumidores afetados, que corresponderão a:

- a) no caso de violação dos índices de continuidade de fornecimento - ao valor do percentual de violação, calculado

pela razão entre os índices verificados e aqueles admitidos nos regulamentos específicos, aplicado sobre o montante do faturamento médio mensal do fornecimento de energia elétrica aos consumidores afetados no período de apuração dos índices, limitado a 10 (dez) vezes o valor da energia não fornecida; ocorrendo violação simultânea de dois ou mais índices, a multa será calculada com base no índice em que se verificar maior percentual de violação; e

- b) no caso de violação dos limites de variação de tensão de fornecimento - a até 10% (dez por cento) do montante do faturamento mensal do fornecimento de energia elétrica do consumidor afetado, no mês anterior ao da ocorrência.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DAS CONCESSÕES

As concessões de distribuição de energia elétrica reagrupadas nos termos na Portaria DNAEE nº 130/97 referidas na Cláusula Primeira ficam prorrogadas até 18 de fevereiro de 2016.

Primeira Subcláusula - Para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público e com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, preparados pelo órgão técnico de fiscalização, nos termos da Cláusula Oitava, o prazo referido nesta cláusula poderá ser prorrogado pelo PODER CONCEDENTE por igual período de 20 (vinte) anos, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA.

Segunda Subcláusula - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes aos serviços públicos de energia elétrica, inclusive o pagamento de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Terceira Subcláusula - O PODER CONCEDENTE manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação o PODER CONCEDENTE levará em consideração todas as informações sobre os serviços prestados, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de serviço adequado. A falta de pronunciamento do PODER CONCEDENTE no prazo acima estabelecido significará a prorrogação automática da Concessão por igual período, nas condições vigentes.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a estabelecer novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas e recomendações dos órgãos gerenciadores do Sistema Elétrico Nacional e do PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a atender a todos os consumidores localizados nas áreas em que detém a titularidade da exploração dos serviços públicos de energia elétrica, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE.

Segunda Subcláusula - As ampliações dos sistemas de distribuição da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE. As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas ou aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de distribuição, vinculados ao serviço, informando ao PODER CONCEDENTE as alterações verificadas.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

A CONCESSIONÁRIA compromete-se a cumprir, além do estabelecido em lei e nas normas regulamentares específicas, as obrigações e encargos seguintes:

- I. fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pelo PODER CONCEDENTE, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas;
- II. realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, operando as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços. Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições para a execução dessas obras e o prazo de sua conclusão;
- III. manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, segurando-os adequadamente; a CONCESSIONÁRIA não poderá dispor, ceder ou dar em garantia, os ativos da concessão (bens reversíveis) sem a prévia e expressa autorização do PODER CONCEDENTE;
- IV. cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE e perante os usuários e terceiros, pelas eventuais conseqüências danosas da exploração dos serviços;
- V. atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração dos serviços;
- VI. permitir aos encarregados da fiscalização do PODER CONCEDENTE, especialmente designados, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus dados e registros administrativos, contábeis, técnicos, econômicos e financeiros;
- VII. prestar contas anualmente, ao PODER CONCEDENTE, da gestão dos serviços concedidos, mediante relatório, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;
- VIII. prestar contas ao usuário, anualmente, da gestão dos serviços concedidos, mediante a publicação do Relatório da Diretoria, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas;
- IX. observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais conseqüências de seu descumprimento;
- X. realizar programas de treinamento de seus empregados, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos;
- XI. participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes;
- XII. assegurar livre acesso aos seus sistemas de distribuição e instalações de transmissão deles integrantes, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores não alcançados pela exclusividade do fornecimento, mediante celebração de contratos específicos, operacionalizados com regras definidas por agente sob controle da União, praticando tarifas de transação na transmissão e na distribuição consoante critérios de acesso e tarifação estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE;
- XIII. integrar órgãos setoriais de operação e planejamento, acatando suas resoluções gerais;
- XIV. efetuar, quando determinado pelo PODER CONCEDENTE, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias; e,
- XV. publicar, periodicamente, suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação específica.

Primeira Subcláusula - Para possibilitar a distribuição, de forma regular e adequada, da energia elétrica requerida pelos usuários dos serviços, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de suprimento e de transporte de energia que se fizerem necessários.

Segunda Subcláusula - Incumbe, ainda, à CONCESSIONÁRIA estabelecer, por sua conta e risco, e realizar, segundo as normas do PODER CONCEDENTE, as modificações e ampliações que se tornarem necessárias para o adequado atendimento de seu mercado consumidor.

Terceira Subcláusula - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação dos serviços públicos regulado neste Contrato.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA implementará medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia, devendo elaborar, para cada ano subsequente, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica que contemple a aplicação de recursos de no mínimo 1% (um por cento) da receita anual da CONCESSIONÁRIA, sendo que pelo menos $\frac{1}{4}$ (um quarto) deste montante seja vinculado a ações especificamente ligadas ao uso final da energia elétrica. Esse programa anual deverá ter como meta a redução das perdas técnicas e comerciais globais, bem como ações específicas voltadas ao uso da energia de forma racional e eficiente por parte dos consumidores e ser apresentado ao PODER CONCEDENTE até 30 de setembro de cada ano, desconsiderando-se o ano de assinatura do contrato.

Quinta Subcláusula - O programa anual previsto na Subcláusula anterior deverá ser analisado e aprovado pelo PODER CONCEDENTE, até 31 de dezembro do ano da sua apresentação. O descumprimento do programa anual aprovado, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA a uma multa equivalente ao valor mínimo que deveria ter sido aplicado no mesmo, conforme Subcláusula anterior.

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a submeter à prévia aprovação do PODER CONCEDENTE qualquer alteração do Estatuto Social ou transferência de ações que implique mudança de controle, comprometendo-se, outrossim, a não efetuar, em seus livros sociais, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações de titularidade dos ACIONISTAS CONTROLADORES, salvo quando tiver havido a prévia concordância do PODER CONCEDENTE, na forma estabelecida nesta Cláusula.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

Na condição de delegada do PODER CONCEDENTE, a CONCESSIONÁRIA gozará na prestação dos serviços públicos que lhe são conferidos, das seguintes prerrogativas:

- I. utilizar, por prazo indeterminado e sem ônus, os terrenos de domínio público e estabelecer sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessários à exploração dos serviços concedidos, com sujeição aos regulamentos administrativos;
- II. promover desapropriações e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessários à execução de serviço ou de obra vinculados aos serviços concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,
- III. construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração dos serviços concedidos.

Subcláusula-única - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia em contratos de financiamento, os direitos emergentes das concessões que lhe são conferidas, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação dos serviços, observando-se o disposto na Cláusula Quinta, inciso III do presente Contrato.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Pela prestação dos serviços que lhe são conferidos por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará tarifas homologadas pelo PODER CONCEDENTE, iguais ou inferiores aos valores máximos discriminadas nos ANEXO II, que são rubricados pelos representantes das partes e integram este instrumento.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no ANEXO II, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas nesta cláusula, são suficientes, nesta data, para a adequada prestação dos serviços concedidos e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Segunda Subcláusula - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, no décimo segundo mês após a “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida da seguinte forma:

- a) no primeiro reajuste, a data de vigência do último reajuste realizado em abril de 1997; e,

b) nos reajustes subsequentes, a data de início de vigência do último reajuste ou da revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

A periodicidade de reajuste de que trata esta Subcláusula poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se a “Data de Referência Anterior” à nova periodicidade estipulada.

Terceira Subcláusula - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e compra de energia elétrica para revenda. O Poder Concedente homologará as condições de compra de energia para revenda, em conformidade com a disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida. Até a efetiva reorganização societária prevista na Cláusula Décima Quarta, será considerada na parcela A o valor da parcela de energia proveniente das centrais geradoras da CEMIG nas condições homologadas pelo Poder Concedente; e,

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Quarta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas vigentes, na “Data de Referência Anterior” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Onde:

VPA₁ - é o valor da Parcela A, referida na Terceira Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, entendido como mercado de energia garantida da concessionária, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA₀ - é a Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - é o valor da Parcela B, referida na Terceira Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - é o valor da Parcela A, referida na Terceira Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”. No primeiro reajuste serão consideradas, como condições vigentes na data de referência anterior, para a parcela de energia proveniente das centrais geradoras da CEMIG, as condições iniciais firmadas nos contratos de concessões de geração;

IVI - é um número índice, obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior ao do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e,

X - é um número índice, definido pelo PODER CONCEDENTE, de acordo com a Sexta Subcláusula desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI. Este índice será nulo para os primeiros cinco reajustes anuais a serem processados.

Quinta Subcláusula - O PODER CONCEDENTE, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quinto reajuste anual concedido, conforme previsto na Segunda Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos.

Sexta Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá o valor de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Quarta Subcláusula. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero.

Sétima Subcláusula - Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem a Segunda, Terceira, Quarta, Quinta e Sexta Subcláusulas, caso haja alterações significativas, nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de energia comprada para revenda, aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, por solicitação desta, devidamente comprovada, o PODER CONCEDENTE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Oitava Subcláusula - No atendimento do disposto no § 3º do art. 9º, da Lei no 8.987/95, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará na revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Nona Subcláusula - Na hipótese de ter ocorrido, após a Data de Referência Anterior, revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de impostos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Quarta Subcláusula, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Décima Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor, ou vier a ser atendido por outra concessionária ou produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia.

Décima Primeira Subcláusula - Nos contratos de suprimento de energia elétrica que celebrar com outras concessionárias, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas específicas, homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Décima Segunda Subcláusula - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pelo PODER CONCEDENTE.

Décima Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, que seja considerado razoável, pelo PODER CONCEDENTE, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional.

Décima Quarta Subcláusula - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o PODER CONCEDENTE deverá restabelecê-lo mediante comprovação da CONCESSIONÁRIA, com efeito a partir do fato gerador.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

A exploração dos serviços objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e controlada pelo PODER CONCEDENTE, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE ou órgão que vier a sucedê-lo.

Primeira Subcláusula - A fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA, nas áreas administrativa, técnica, contábil, comercial, econômico e financeira, podendo o órgão fiscalizador estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências de qualidade, eficiência, segurança e regularidade da prestação dos serviços concedidos.

Segunda Subcláusula - A Fiscalização elaborará relatórios, com a periodicidade de, no máximo, a cada 5 (cinco) anos, a contar da data de assinatura deste Contrato, que deverá relatar todas as observações com relação aos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, incluindo qualquer inobservância de cláusulas deste Contrato e/ou normas regulamentares pertinentes.

Terceira Subcláusula - Os prepostos do órgão fiscalizador, especialmente designados, terão livre acesso a pessoas, obras, instalações e equipamentos vinculados aos serviços, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA informações e dados necessários para aferir a correta execução deste Contrato.

Quarta Subcláusula - A Fiscalização técnica e comercial dos serviços de energia elétrica abrange:

- I. a execução dos projetos de obras e instalações;
- II. a exploração dos serviços;
- III. a observância das normas legais, regulamentares e contratuais;
- IV. o desempenho do sistema elétrico no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais;
- V. a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e oferta de energia elétrica; e,
- VI. a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico.

Quinta Subcláusula - A Fiscalização contábil abrangerá:

- I. o exame dos lançamentos e registros contábeis;
- II. o exame das Demonstrações Contábeis;
- III. o exame do cadastramento e controle patrimonial dos bens vinculados à concessão;
- IV. o exame do controle dos bens da União sob administração do concessionário;
- V. o exame dos Balancetes Mensais Padronizados;
- VI. o exame do Relatório de Informações Trimestrais - RIT;
- VII. o exame da adimplência intrasetorial;
- VIII. o exame da Prestação Anual de Contas - PAC, compreendendo o Relatório de Informações Trimestrais, do quarto trimestre, as Demonstrações Contábeis, o Parecer e Carta de Recomendações dos Auditores Independentes, Parecer dos Conselhos de Administração e Fiscal e Demonstração das Mutações do Ativo Imobilizado; e,
- IX. quaisquer documentos ou informações julgadas necessárias e requisitadas pela fiscalização.

Para efeito da fiscalização, o concessionário encaminhará, ou deixará a disposição do órgão fiscalizador, a documentação descrita.

Sexta Subcláusula - Serão submetidos, em separado, ao exame e aprovação do PODER CONCEDENTE todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, empresas coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, suprimentos, construções, empréstimos, vendas de ações, mercadorias, bem assim os contratos celebrados:

- I. com pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,
- II. com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Sétima Subcláusula - A fiscalização financeira compreenderá o exame das operações financeiras realizadas pela CONCESSIONÁRIA, inclusive as relativas à emissão de títulos de dívida.

Oitava Subcláusula - A contabilidade da CONCESSIONÁRIA obedecerá às normas específicas sobre Classificação de Contas e ao Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, inclusive os relativos à comercialização de energia elétrica com consumidores ou usuários finais, como também os referentes aos contratos a que aludem os incisos I e II da Sexta Subcláusula desta Cláusula.

Nona Subcláusula - O PODER CONCEDENTE poderá determinar à CONCESSIONÁRIA o desfazimento de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos, ou tratamento diferenciado a consumidores.

Décima Subcláusula - A fiscalização do PODER CONCEDENTE não diminui nem exime as responsabilidades da CONCESSIONÁRIA, quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Décima Primeira Subcláusula - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, recomendações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços ou definidas na Cláusula Nona deste Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

A CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto nas normas legais e regulamentares dos serviços e neste Contrato, sempre que:

- I. deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados relativos à administração, contabilidade, técnica, economia e finanças, requisitados pela fiscalização do PODER CONCEDENTE;
- II. deixar de adotar, nos prazos estabelecidos pela fiscalização, as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos;
- III. deixar de atender, nos prazos fixados pelas normas dos serviços, aos pedidos de ligação, de ampliação ou de melhoramento das instalações elétricas; e,
- IV. descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do PODER CONCEDENTE ou qualquer disposição e cláusula deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A penalidade de multa será aplicada pelo PODER CONCEDENTE no valor máximo de 0,1% (um décimo por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao da ocorrência da infração.

Segunda Subcláusula - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Terceira Subcláusula - Nos casos de, nos prazos estabelecidos, não ser feito o pagamento de multa imposta em decorrência de infração, ou não ser atendida notificação ou recomendação do PODER CONCEDENTE no sentido de regularização da prestação dos serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, independente da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA.

Quarta Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, quando a penalidade consistir em multa e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, promover-se-á a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Quinta Subcláusula - Alternativamente à declaração de caducidade, nos termos das Quarta a Sexta Subcláusulas da Cláusula Décima Primeira abaixo, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área de concessão, promover a subconcessão ou desapropriar o bloco de ações de controle da CONCESSIONÁRIA e levá-lo a leilão público. Neste último caso, o montante líquido da indenização a ser paga pelas ações desapropriadas será, exclusivamente, o apurado no leilão.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO, ENCAMPAÇÃO DOS SERVIÇOS

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, o PODER CONCEDENTE poderá intervir, a qualquer tempo, na concessão, para assegurar a prestação adequada dos serviços, ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Primeira Subcláusula - A intervenção será determinada por decreto do PRESIDENTE DA REPÚBLICA, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes a publicação do decreto, o correspondente procedimento administrativo, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Segunda Subcláusula - Se o procedimento administrativo não se concluir dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração dos serviços, sem prejuízo de seu direito à indenização.

Terceira Subcláusula - Para atender relevante interesse público, mediante lei autorizativa específica o PODER CONCEDENTE poderá retomar os serviços, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e atualidade dos serviços.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES, REVERSÃO DOS BENS VINCULADOS

As concessões para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, reguladas por este Contrato, considerar-se-ão extintas, observadas as normas legais específicas:

- I. pelo advento do termo final do contrato;
- II. pela encampação dos serviços;
- III. pela caducidade;
- IV. pela rescisão;
- V. pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e,
- VI. em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Primeira Subcláusula - O advento do termo final do contrato, sem pedido de prorrogação tempestivamente formulado, opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, a seu exclusivo critério, o direito de manter a CONCESSIONÁRIA na prestação dos serviços, até que se processe a licitação para outorga de nova concessão, e prorrogar o presente Contrato até a assunção do novo concessionário.

Segunda Subcláusula - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Terceira Subcláusula - Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles realizados pela CONCESSIONÁRIA e efetivamente utilizados na prestação dos serviços.

Quarta Subcláusula - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, o PODER CONCEDENTE promoverá a declaração de caducidade da concessão, mediante processo administrativo que assegure ampla defesa a CONCESSIONÁRIA, que terá direito as indenizações das parcelas de investimentos ainda não amortizadas, realizadas para garantir a continuidade do serviço.

Quinta Subcláusula - A declaração de caducidade da concessão será precedida de um processo administrativo para verificação das infrações ou falhas, sendo concedida à CONCESSIONÁRIA o mais amplo direito de defesa. A CONCESSIONÁRIA terá direito a uma indenização das parcelas do investimento ainda não amortizadas, realizados para garantir a continuidade dos serviços.

Sexta Subcláusula - O processo administrativo acima mencionado não será instalado até que à CONCESSIONÁRIA tenha sido dado inteiro conhecimento, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos deste Contrato.

Sétima Subcláusula - A decretação da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham contratado com a CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Oitava Subcláusula - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nessa hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação dos serviços enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção do Contrato.

Nona Subcláusula - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação dos serviços, para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - COMPROMISSO DOS INTERVENIENTES

Os INTERVENIENTES declaram aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições e cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do grupo de controle sem a prévia concordância do PODER CONCEDENTE.

Subcláusula-única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle acionário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, o PODER CONCEDENTE delegará ao ESTADO DE MINAS GERAIS competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula-única - A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DE MINAS GERAIS, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DISPOSIÇÕES GERAIS

O ACIONISTA CONTROLADOR e o SÓCIO ESTRATÉGICO obrigam-se a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais, nos seguinte prazos:

- I. contábil, até 31 de dezembro de 1997;
- II. ativos, compromissos contratuais e administrativos, até 31 de dezembro de 1998; e,
- III. reorganização societária da CEMIG, até 31 de dezembro de 2000, com a constituição de empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de que é titular a CEMIG, preservados, em cada uma dessas empresas, os direitos e obrigações previstos no Acordo de Acionistas referido no preâmbulo deste Contrato.

Subcláusula-única: - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a implementar a limitação de contratação de suprimento de energia elétrica entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, em conformidade com a nova disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de qualquer disposição do presente Contrato, o PODER CONCEDENTE e a CONCESSIONÁRIA formarão, em cada caso, comissão de três (3) membros especialistas, com a incumbência de sugerir, no prazo que for indicado, a solução negociada do conflito.

Primeira Subcláusula - Os membros da comissão a que se refere o caput desta Cláusula serão designados, por escrito, um pelo PODER CONCEDENTE, outro pela CONCESSIONÁRIA e, o terceiro, de comum acordo pelas partes em conflito.

Segunda Subcláusula - As dúvidas ou controvérsias não solucionadas na forma indicada nesta Cláusula serão apreciadas e dirimidas no Juízo Federal desta Cidade de Brasília, Distrito Federal.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

Dentro dos 20 (vinte) dias que se seguirem à sua assinatura, a CONCESSIONÁRIA providenciará a publicação, nos Diários Oficiais da União e do Estado de Minas Gerais, do extrato deste Contrato, que será registrado e arquivado no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), do Ministério de Minas e Energia.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias, que são assinadas pelos representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, do ACIONISTA CONTROLADOR e do SÓCIO ESTRATÉGICO, juntamente com duas testemunhas, para que o Contrato possa produzir os efeitos jurídicos.

Brasília - DF, em 10 de Julho de 1997

PELO PODER CONCEDENTE:

RAIMUNDO BRITO
Ministro de Estado de Minas e Energia

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor do DNAEE

PELA CONCESSIONÁRIA:

CARLOS ELOY CARVALHO GUIMARÃES
Diretor-Presidente

JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO
Diretor

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

EDUARDO AZEREDO
Governador do Estado de Minas Gerais

PELO SÓCIO ESTRATÉGICO:

CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

LUIZ DAVID TRAVESSO
Southern Electric Brasil Participações Ltda.

TESTEMUNHAS:

PETER GREINER
CPF 026.649.508-78

EDUARDO NELSON LADEIRA PESSOA
CPF 024.070.197-68

ANEXO I

CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG DISTRIBUIÇÃO ÁREA OESTE

REAGRUPAMENTO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG - ÁREA OESTE

(APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 130, DE 17/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 22/04/97)

ANEXO I

REAGRUPAMENTO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG (APROVADA PELA PORTARIA DNAEE
Nº 130, DE 17/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 22/04/97)

Municípios Reagrupados na Área de Concessão Oeste: Abadia dos Dourados, Abaeté, Água Comprida, Alpinópolis exceto o Distrito de São José da Barra, Araguari, Araporã, Arapuã, Araújos, Araxá, Arcos, Bambuí, Betim, Biquinhas, Bom Despacho, Bonfim, Brumadinho, Cachoeira Dourada, Camacho, Campo Florido, Campos Altos, Canápolis, Capetinga, Capinópolis, Capitólio, Carmo da Mata, Carmo do Cajuru, Carmo do Paranaíba, Carmo do Rio Claro, Carmópolis de Minas, Carneirinho, Cascalho Rico, Cássia, Cedro do Abaeté, Centralina, Claraval, Cláudio, Comendador Gomes, Conceição da Aparecida, Conceição das Alagoas, Conceição do Pará, Conquista, Contagem, Coromandel, Córrego Danta, Córrego Fundo, Crucilândia, Cruzeiro da Fortaleza, Delfinópolis, Delta, Desterro de Entre Rios, Divinópolis, Dores do Indaiá, Doresópolis, Douradoquara, Estrela do Indaiá, Estrela do Sul, Florestal, Formiga, Fortaleza de Minas, Fronteira, Frutal, Grupiara, Guarda-Mor, Guimarães, Gurinhatã, Ibiá, Ibiraci, Ibirité, Igarapé, Igaratinga, Iguatama, Indianópolis, Ipiacu, Iraí de Minas, Itaguara, Itapagipe, Itapeçerica, Itatiaiuçu, Itaú de Minas, Itaúna, Ituiutaba, Iturama, Jacuí, Japaraíba, Juatuba, Lagamar, Lagoa da Prata, Lagoa Formosa, Leandro Ferreira, Limeira do Oeste, Luz, Maravilhas, Mário Campos, Martinho Campos, Mateus Leme, Matutina, Medeiros, Moema, Monte Alegre de Minas, Monte Carmelo, Morada Nova de Minas, Nova Ponte, Nova Serrana, Onça do Pitangui, Paineiras, Pains, Papagaios, Pará de Minas, Passa Tempo, Passos, Patos de Minas, Patrocínio, Pedra do Indaiá, Pedrinópolis, Pequi, Perdígão, Perdizes, Piedade dos Gerais, Pimenta, Piracema, Pirajuba, Pitangui, Piui, Planura, Prata, Pratápolis, Pratinha, Presidente Olegário, Quartel Geral, Rio Manso, Rio Paranaíba, Romaria, Sacramento, Santa Juliana, Santa Rosa da Serra, Santa Vitória, Santo Antônio do Monte, São Francisco de Paula, São Francisco Sales, São Gonçalo do Abaeté, São Gonçalo do Pará, São Gotardo, São João Batista do Glória, São Joaquim de Bicas, São José da Barra, São José da Varginha, São Roque de Minas, São Sebastião do Oeste, São Sebastião do Paraíso, São Tomaz de Aquino, Sarzedo, Serra da Saudade, Serra do Salitre, Tapira, Tapiraí, Tiros, Tupaciguara, Uberaba, Uberlândia, União de Minas, Vargem Bonita, Varjão de Minas, Vazante e Veríssimo.

ANEXO II

CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEMIG DISTRIBUIÇÃO ÁREA OESTE

TARIFAS DE FORNECIMENTO

(APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 113, DE 07/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 08/04/97)

ANEXO II

TARIFA DE FORNECIMENTO

(APROVADA PELA PORTARIA Nº 113, DE 07/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 08/04/97)

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL

<u>Subgrupo</u>	<u>Demanda (R\$/kW)</u>	<u>Consumo (R\$/MWh)</u>
A2 (88 a 138 kV)	11,53	29,02
A3 (69 kV)	12,43	31,28
A3a (30 kV a 44 kV)	4,30	63,13
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,47	65,47
AS (Subterrâneo)	6,60	68,51
B1 - RESIDENCIAL:	-	127,24
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA:	-	-
Consumo mensal até 30 kWh	-	44,54
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	-	76,34
Consumo mensal de 101 a 180 kWh	-	114,52
B2 - RURAL	-	74,47
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	-	52,61
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	-	68,46
B3 - DEMAIS CLASSES	-	118,80
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA:	-	-
B4a - Rede de Distribuição	-	61,21
B4b - Bulbo da Lâmpada	-	67,18
B4c - Nível de IP acima do Padrão	-	99,52

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL

<u>Segmento Horário Subgrupo</u>	<u>Demanda (R\$/kW)</u>	
	<u>Ponta</u>	<u>Fora de Ponta</u>
A1 (230 kV ou mais)	6,76	1,42
A2 (88 kV a 138 kV)	7,27	1,67
A3 (69 kV)	9,76	2,67
A3a (30 kV a 44 kV)	11,39	3,81
A4 (2,3 kV a 25 kV)	11,81	3,94
AS (Subterrâneo)	12,37	6,05

ANEXO II

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL

Segmento Sazonal Subgrupo	Consumo (R\$ /MWh)			
	Ponta		Fora de Ponta	
	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A1	38,50	33,67	27,24	23,15
A2	40,79	38,05	29,23	26,80
A3	46,22	40,97	31,84	27,48
A3a	74,74	69,18	35,55	31,42
A4	77,49	71,72	36,85	32,56
AS(Subterrâneo)	81,11	75,06	38,56	34,08

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL

Segmento Horo-Sazonal Subgrupo	Demanda (R\$/kW)	
	Ponta	Fora de Ponta
	Seca ou Úmida	Seca ou Úmida
A1 (230 kV ou mais)	25,07	5,27
A2 (88 a 138 kV)	26,93	6,15
A3 (69 kV)	36,16	9,88
A3a (30 kV a 44 kV)	38,34	12,77
A4 (2,3 kV a 25 kV)	35,45	11,81
AS (Subterrâneo)	37,10	18,12

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

Subgrupo	Demanda (R\$/kW)
A3a (30 kV a 44 kV)	3,81
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3,94
AS (Subterrâneo)	6,05

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

Segmento Horo-Sazonal Subgrupo	Consumo (R\$/MWh)			
	Ponta		Fora de Ponta	
	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a	338,25	332,71	35,55	31,42
A4	350,67	344,92	36,85	32,56
AS (Subterrâneo)	366,98	360,96	38,56	34,08

ANEXO II

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE

<u>Subgrupo</u>	<u>Demanda (R\$/kW)</u> <u>Período Seco ou Úmido</u>
A3a (30 kV a 44 kV)	12,77
A4 (2,3 kV a 25 kV)	11,81
AS (Subterrâneo)	18,12

QUADRO H

TARIFA DE ETST

<u>Subgrupo</u>	<u>Consumo (R\$/MWh)</u>
A1 e A2	9,97
A3	11,28
A3a	11,90
A4 e AS	11,64

QUADRO I

TARIFA DE EMERGÊNCIA – AUTOPRODUTOR

<u>Subgrupo</u>	<u>Demanda (R\$/kW.Ano)</u>	<u>Consumo (R\$/MWh)</u>
A2 (88 kV a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	27,64	121,39
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	28,33	170,62
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	32,09	178,67
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	8,02	178,67
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	29,68	165,21
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	7,42	165,21

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS

<u>Unidade Consumidora</u>	<u>Demanda</u>	<u>Consumo</u>
Rural - Grupo A	10	10
Cooperativas - Grupo A	50	50
Água, Esgoto e Saneamento - Grupo A	15	15
Água, Esgoto e Saneamento - Grupo B	-	15

Anexo 4.4**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, pessoa jurídica de direito público interno, com sede em Belo Horizonte, Capital, neste ato representada pelo Secretário de Estado da Fazenda, Sr. João Heraldo dos Santos Lima, brasileiro, casado, CPF nº 155.335.906-25, C.I. nº M-1.494.803 SSPMG, doravante denominado **ESTADO**, e **COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS CEMIG**, sociedade de economia mista estadual com sede em Belo Horizonte, na Av. Barbacena, 1200, CGC/MF nº 17.155.730/0001-64, neste ato representada por seu Presidente, Sr. Carlos Eloy Carvalho Guimarães, brasileiro, casado, CPF nº 000.638.276-20, C.I. nº 99.895 SSPMG e pelo Diretor de Finanças, Sr. Francisco Luiz Moreira Penna, brasileiro, casado, CPF nº 092.294.006-10, C.I. nº 73.162 SSPMG, doravante denominada **CEMIG**;

Considerando que a **CEMIG** possui junto à UNIÃO crédito líquido e certo relativo às insuficiências tarifárias registradas na “Conta de Resultados a Compensar - CRC”,

Considerando que o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE reconheceu a favor da **CEMIG** o saldo existente na Conta de Resultados a Compensar - CRC no montante de 3.466.270.316,0882 Unidades Fiscais de Referência - UFIR;

Considerando que a Lei nº 8.631, de 04/03/93, alterada pela Lei nº 8.724, de 28/10/93, permite, em seu art. 7º, a utilização desses créditos para a quitação de débitos vencidos e compensações com ativos da UNIÃO;

Considerando, que a Lei nº 8.727, de 05/11/93, em seu parágrafo 3º do Art. 5º permite a utilização pela CEMIG do saldo da CRC após efetivadas as compensações previstas na Lei nº 8.724, de 28/10/93;

Considerando que após efetivadas pela **CEMIG** as compensações previstas nas Leis nºs 8.631, 8.724 e 8.727 existe um saldo remanescente da CRC que pode ser utilizado pelo Estado de Minas Gerais conforme parágrafo 4º do artigo 5º da Lei 8.727;

Considerando que, nos termos do parágrafo 4º do artigo 5º da Lei nº 8.727 de 05/11/93, o **ESTADO** está utilizando os saldos remanescentes da CRC para quitação dos contratos de refinanciamento - Votos 340 e 548 e, amortização de parte do financiamento junto ao Ministério da Fazenda - MF-09, firmado ao amparo da Lei nº 7.976 de 27/12/89, conforme Instrumentos Particulares de Compensação assinados entre a União e o Estado em 31/05/95;

Considerando, que a Lei Estadual nº 11.233, de 27/09/93, autoriza o Poder Executivo a refinanciar, junto à União, as operações de crédito interno de responsabilidade das administrações direta e indireta do Estado junto a órgãos e entidades controladas direta e indiretamente, pela União;

Celebram o presente contrato, que se regerá pelas cláusulas e condições seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - NATUREZA, VALOR E FINALIDADE

A CEMIG transfere ao ESTADO o saldo remanescente da CRC, no montante de 852.851.282,9305 UFIR (oitocentos e cinquenta e dois milhões, oitocentos e cinquenta e um mil, duzentos e oitenta e duas Unidades Fiscais de Referência e nove mil trezentos e cinco milésimos), 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), para a quitação dos contratos de refinanciamento - Votos 340 e 548 e, amortização de parte do financiamento junto ao Ministério da Fazenda - W-09, firmado ao amparo da Lei nº 7.976 de 27/12/89, conforme Instrumentos Particulares de Compensação assinados entre a União e o Estado em 31/05/95.

CLÁUSULA SEGUNDA - CARÊNCIA

O período de carência do presente contrato é de 36 meses, a contar de 02/05/95.

CLÁUSULA TERCEIRA - JUROS

O ESTADO pagará à CEMIG juros de 0,486755% ao mês, correspondente a taxa efetiva de 6,0% (seis por cento) ao ano, calculados “pro rata tempore” sobre os saldos devedores reajustados, vencíveis mensal e proporcionalmente no dia 30 de cada mês, incorporados ao saldo devedor durante o período de carência.

CLÁUSULA QUARTA - AMORTIZAÇÃO

O saldo devedor do presente contrato, compreendendo o principal e os encargos incorporados, será pago em 204 (duzentos e quatro) parcelas mensais e consecutivas, calculadas com base na “Tabela Price”, vencendo-se a primeira no primeiro dia do mês subsequente ao término da carência.

CLÁUSULA QUINTA - INCORPORAÇÃO AO CAPITAL

O saldo remanescente da CRC transferido ao ESTADO, conforme Cláusula Primeira, será registrado no patrimônio líquido da Empresa, na data da transferência, à conta de “Reserva de Capital”, conforme determinado no Parágrafo 11, Art. 1º da Lei nº 8.724 de 28-10-93.

Parágrafo Primeiro - A incorporação ao capital da CEMIG, do valor citado no Caput desta cláusula se fará na forma da legislação aplicável, distribuindo-se as ações respectivas a todos os acionistas proporcionalmente à sua participação.

Parágrafo Segundo - A Capitalização dos valores efetivamente pagos pelo ESTADO a título de principal, será feita anualmente por ocasião da realização da Assembléia Geral Ordinária - AGO.

CLÁUSULA SEXTA - REAJUSTE DO VALOR

O reajuste do saldo devedor far-se-á com base na variação “pro rata tempore” da Unidade Fiscal de Referência - UFIR. Em caso de alteração da legislação vigente que venha revogar a utilização da UFIR e a partir da data em que esta entrar em vigor, o reajuste do saldo devedor passará automaticamente a ser efetuado com base na variação do IGP-DI, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

Cessando o cálculo do IGP-DI, fica assegurada a faculdade de promover o reajuste do saldo devedor utilizando outro índice, calculado pela FGV, baseado em critérios idênticos de evolução de preços.

CLÁUSULA SÉTIMA - CORREÇÃO MONETÁRIA POR ATRASO

No caso de atraso de pagamento o valor do débito será atualizado pela variação acumulada do índice em vigor, conforme Cláusula Sexta, acrescido dos juros previstos na Cláusula Terceira, bem como juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, calculados “pro rata tempore” até a data do efetivo pagamento.

CLÁUSULA OITAVA - GARANTIA

Para assegurar o pagamento de quaisquer das obrigações decorrentes deste contrato, o ESTADO vincula em garantia, em favor da CEMIG, em caráter irrevogável e irretroatável, a partir da data de assinatura deste contrato e até final liquidação de todas as obrigações nele assumidas, as parcelas ou quotas-partes do Fundo de Participação dos Estados - FPE, a ele destinadas, ou tributo que venha a substituí-lo, no valor correspondente ao das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida, observado o disposto nos parágrafos primeiro e segundo desta cláusula.

Parágrafo Primeiro - Para fins do disposto no “caput” desta cláusula, obriga-se o ESTADO a encaminhar ao Banco depositário dos recursos vinculados, ou a depositário que o venha a suceder, mediante ofício, autorização específica para que a instituição financeira depositária retenha, à conta e ordem da CEMIG, as parcelas ou quotas-partes do FPE que forem necessárias ao pagamento das prestações do principal e dos acessórios da dívida, nos montantes e prazos ora pactuados, devendo a retenção ser efetuada somente a partir da ocorrência do inadimplemento financeiro.

Parágrafo Segundo - Obriga-se o ESTADO a incluir em suas propostas de orçamento anual e plurianual de investimentos, as obrigações financeiras decorrentes deste Contrato.

E como prova de assim haverem ajustado, assinam este instrumento, em 03 (três) vias para um só efeito legal, na presença das testemunhas a seguir nomeadas e também assinadas.

Belo Horizonte, 31 maio de 1995

ESTADO DE MINAS GERAIS

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

TESTEMUNHAS

Anexo 10.1

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
Av. Barbacena, 1200
Belo Horizonte – MG

29 de junho de 2001.

Prezados Senhores,

Como auditores independentes, nós consentimos a utilização de nosso parecer datado de 27 de março de 2001 (e a todas as referências realizadas a nossa firma) incluído ou adicionado a estes documentos de registro. Deve ser ressaltado que nós não auditamos quaisquer demonstrações contábeis da Companhia subsequente a 31 de dezembro de 2000 ou executamos quaisquer procedimentos subsequentes a data do nosso parecer.

Atenciosamente

Arthur Andersen S/C

14.5 – PROJETOS DE INVESTIMENTO

A CEMIG investiu no ano de 2000, um total de R\$ 420 milhões, a preços correntes, sendo R\$ 332 milhões destinados ao sistema de distribuição, R\$ 58 milhões a obras de geração, R\$ 9 milhões ao sistema de transmissão e R\$ 21 milhões aos sistemas associados e às instalações gerais.

Outras três usinas – Aimorés, Pai Joaquim e Irapé – estão em fase de viabilização para início de obras em 2001 e acrescentarão ao parque gerador de Minas Gerais mais 1.163 MW. Serão realizadas em parceria com outras empresas, à semelhança do modelo adotado nos empreendimentos em implantação. A Cemig pretende participar dos investimentos, supervisionar a implantação e ser responsável pela operação das usinas.

A Usina Hidrelétrica de Aimorés, a ser implantada no Rio Doce, abrangendo área dos municípios de Aimorés, Itueta e Resplendor, se destaca pela capacidade instalada, que será de 330 MW, e pelo custo de implantação de R\$ 325 milhões. Neste consórcio, a Cemig participa com 49% do empreendimento e a CVRD, com 51%. O início da construção está previsto para março de 2001 e a geração comercial para março de 2004.

A Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim, de 23 MW, é uma iniciativa do consórcio formado pela Cemig, com 49%, e IMPSA – Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A., com 51%. A relocação e ampliação da casa de força da Usina estão com previsão de início para o 1º semestre de 2001 e a geração comercial para o 2º semestre de 2002.

Adicionalmente, a Cemig tem envidado esforços para viabilizar a implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de Irapé, com potência de 360 MW, localizado no Rio Jequitinhonha, na divisa dos municípios de Berilo e Grão Mogol, tanto através da otimização do projeto quanto da criação de oportunidades de negócios para empreendedores interessados em investir na geração de energia elétrica. A Cemig considera, inclusive, a possibilidade de participar de forma minoritária neste empreendimento, cujo investimento total será da ordem de R\$ 500 milhões. O início das obras está previsto para setembro de 2001 e a geração comercial para abril de 2005.

Destaque-se, ainda, o investimento na UHE Sá Carvalho, com 78 MW de potência, no total de R\$ 86 milhões, que compreendeu a aquisição dos ativos e dos direitos de exploração da usina, cuja propriedade pertencia à Acesita S.A. Uma operação de financiamento complexa e inédita no setor elétrico foi montada, envolvendo a criação de empresa de propósito específico e o acesso ao mercado de debêntures (R\$ 75 milhões), o que possibilitou à CEMIG proceder à aquisição com o mínimo de recursos próprios. Não menos importante foi o fortalecimento da parceria da CEMIG com um de seus grandes consumidores, já que toda a produção da usina de Sá Carvalho será comercializada com a própria Acesita através de um contrato de longo prazo.

Com a compra de Sá Carvalho, cuja potência instalada é de 78 MW, o grupo CEMIG fecha o ano com 40 usinas, sendo 36 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de 5.632 MW.

Para manter e incrementar a qualidade das instalações em operação, propiciando confiabilidade e segurança no fornecimento de energia aos seus consumidores, a Cemig realizou várias obras para a implantação do Esquema de Controle de Segurança (ECS) do Sistema Interligado Brasileiro, nas usinas de Volta Grande, São Simão, Nova Ponte, Emborcação, Jaguara, Miranda e Igarapava.

15.1 – PROBLEMAS AMBIENTAIS

MEIO AMBIENTE

Como grande parte das operações da Empresa interagem com a natureza, a Cemig tem uma preocupação constante com a preservação do meio ambiente. Em 2000, a empresa investiu mais de R\$ 14 milhões em programas ambientais.

A postura pró-ativa na questão ambiental proporcionou uma premiação inédita: a Cemig foi uma das duas únicas empresas brasileiras selecionadas no Dow Jones Sustainability Group Index (DJSGI), no ano 2000, juntamente com outras 236 empresas do resto do mundo. O levantamento abrangeu mais de 2 mil empresas de 64 ramos industriais em 36 países. O DJSGI premia empresas de reconhecida sustentabilidade corporativa, ou seja, capazes de criar valor para acionistas no longo prazo, por aproveitarem oportunidades e gerenciarem riscos associados a fatores econômicos, ambientais e sociais.

A CEMIG também recebeu a certificação ISO 14001 para a Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, sendo uma das primeiras hidrelétricas do mundo a receber esse certificado. O Sistema engloba a Usina, a operação do reservatório (com cerca de 500 km²) e o gerenciamento ambiental da Reserva de Galheiro, com área de 2.847 hectares, a maior da Cemig.

A Cemig e o Funbio – Fundo Brasileiro para a Biodiversidade firmaram contrato de parceria para instalação do Centro de Estudos de Mecanismos de Transposição de Peixes na Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. O Centro tem como objetivo realizar e divulgar estudos sobre a migração dos peixes ao longo dos cursos d'água e sobre os mecanismos de transposição em usinas (escadas, elevadores, entre outros).

A Cemig e Fundação Zoo-Botânica de Belo Horizonte desenvolveram ao longo do ano estudos para conhecer melhor os hábitos do lobo-guará. O lobo-guará é um mamífero encontrado no cerrado e está ameaçado de extinção. Seus hábitos estão sendo monitorados tanto via satélite, através de sistema de posicionamento geográfico (GPS), na Reserva Particular do Patrimônio Natural do Caraça, no município de Santa Barbara - Minas Gerais, quanto no zoológico de Belo Horizonte.

Em 2000, foram recebidos cerca de 17 mil visitantes para participação em trabalhos de educação ambiental nas Reservas e Usinas da empresa. Na Reserva de Peti, foi criada uma trilha ambiental para deficientes visuais. Com extensão de 800 metros, a trilha permite que o deficiente visual caminhe sozinho e com segurança por toda a sua extensão. As informações ambientais estão em placas escritas em braille e amostras de folhas, sementes e ovos são disponibilizadas para tanto.

A Semana do Meio Ambiente, com o tema “A Ecologia do Cerrado”, recebeu a visita de mais de 3 mil alunos.

A Cemig produziu em torno de 3,5 milhões de alevinos de peixes típicos do Estado de Minas Gerais, dos quais cerca de 2,7 milhões foram introduzidos nos reservatórios e rios. Através do convênio com a Universidade Vale do Rio Doce – Univale, foi realizada, de forma pioneira, a primeira reprodução induzida da espécie de piau, peixe nativo do rio Doce. Foi monitorada a qualidade de água de 33 reservatórios, que totalizam 3,2 km² de espelho d'água.

O programa de reflorestamento ciliar teve prosseguimento em 2000. A Cemig implantou áreas de reflorestamento em 302 hectares. Foram produzidas 288 mil mudas, utilizadas em reflorestamento e em arborização urbana.

ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

Quanto à pesquisa de alternativas energéticas, a empresa desenvolveu diversos projetos de utilização de energia solar e eólica, uso racional da energia, vetores energéticos alternativos, tais como hidrogênio, biomassa vegetal e geração distribuída ou local, incluindo pesquisa, desenvolvimento, experimentação e adaptação de novas tecnologias, consolidando a CEMIG como empresa detentora de larga experiência e excelente qualificação técnica na identificação, no desenvolvimento e no aproveitamento das fontes alternativas de energia. A CEMIG participa de entidades como o CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa e o CENEH – Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio.

16.1 – AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

<u>Item</u>	<u>Descrição</u>	<u>% Patrimônio Líquido</u>	<u>% Lucro Líquido</u>	<u>Provisão</u>	<u>Valor (Reais Mil)</u>
01	Trabalhista	0,87	16,35	Sim	54.290
02	Fiscal//Tributária	2,95	55,56	Sim	67.662
03	Outras	0,38	7,17	Sim	14.084

17.1 – OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

INFOVIAS S.A.

Cessão de infra-estrutura

Cessão pela CEMIG à INFOVIAS do uso compartilhado da infra-estrutura de distribuição, transmissão, subtransmissão e serviços de manutenção, sem exclusividade, em toda toda área de concessão da CEMIG.

Utilização de serviços de dados corporativos

Compra de capacidade de transporte de sinais de telecomunicação em circuito especializado no Sistema de Rede da Infovias, bem como a prestação de serviços de provimento do referido circuito pela INFOVIAS à CEMIG.

18.1 – ESTATUTO SOCIAL

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 Companhia é 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), representado por:

- 69.495.477.931 (sessenta e nove bilhões, quatrocentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, novecentas e trinta e uma) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$ 0,01 (um centavo) cada uma;
- 89.504.020.501 (oitenta e nove bilhões, quinhentos e quatro milhões, vinte mil, quinhentas e uma) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R\$ 0,01 (um centavo) 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.

Art. 5º - As ações preferenciais terão um dividendo mínimo de 10% (dez por cento) ao ano, calculado sobre o seu valor nominal, e gozarão de preferência na hipótese do reembolso de ações.

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, 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 Operações, um Diretor de Finanças e Comercialização, um Diretor de Suprimento e Gestão Empresarial, um Diretor de Planejamento, Projetos e Construções e um Diretor de Desenvolvimento Tecnológico e Ambiental.

§ 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 Companhia, obedecidos o Plano Quinquenal de Negócios e o Orçamento Anual elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto.

§ 1º - O Plano Quinquenal de Negócios da Companhia conterà os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios financeiros, devendo ser atualizado a cada ano, e abordará em detalhe:

- 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 Companhia refletirá o Plano Quinquenal de Negócios 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 dividendos, as inversões de recursos com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

§ 3º - O Plano Quinquenal de Negócios 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 em conjunto pelo Diretor de Planejamento, Projetos e Construções e pelo Diretor de Finanças e Comercialização, após consulta aos demais Diretores acerca dos assuntos de suas áreas de competência, e serão submetidos ao exame da Diretoria Executiva reunida como órgão colegiado.

§ 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 Quinquenal de Negócios da Companhia, bem como suas atualizações e revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;
- c) aprovação do Orçamento Anual da Companhia, que deverá refletir o Plano Quinquenal de Negócios 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 Quinquenal de Negócios da Companhia;
- g) aprovação dos contratos de compra e venda de energia, independentemente de seu valor.

§ 5º - Os movimentos bancários da Companhia, os endossos e aceites cambiais, a outorga de procurações e a prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia serão efetuados, conjuntamente, por dois membros da Diretoria, indistintamente, ou por Diretor e um mandatário devidamente constituído para a prática desses atos.

§ 6º - Os documentos referentes a simples movimentação de numerário entre contas da Companhia poderão ser assinados, conjuntamente, por dois mandatários ou conter chancela mecânica desses mandatários.

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 Companhia definidas no Plano Quinquenal de Negócios;
- 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 Assembleia Geral Ordinária;
- f) admitir e demitir pessoal da Companhia;
- g) supervisionar as áreas Jurídica, Auditoria Interna e de Comunicação Social e Representação da Companhia;
- h) conduzir o relacionamento institucional.

II - Do Diretor de Operações:

- a) atender e administrar o fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente aos sistemas de transmissão, subtransmissão e de distribuição da Companhia;
- b) estabelecer os requisitos de mercado para o planejamento dos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia da Companhia, em conjunto com o Diretor de Finanças e Comercialização;
- c) elaborar o planejamento do sistema de distribuição;
- d) elaborar o planejamento da operação e manutenção da geração e da transmissão;
- e) operar e manter os sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia da Companhia e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;
- f) executar a manutenção do sistema de telecomunicações;
- g) projetar e construir linhas e redes de distribuição urbanas e rurais, previstas no Plano Quinquenal de Negócios;
- h) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria;
- i) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;
- j) supervisionar os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;
- l) executar serviços relativos a consumidores para a Diretoria de Finanças e Comercialização;
- m) prover apoio técnico e administrativo à Eletrificação Rural;

- n) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico da Companhia com os de outras Empresas;
- o) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico.

III - Do Diretor de Finanças e Comercialização:

- 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) preparar em conjunto com o Diretor de Planejamento, Projetos e Construções, e após consulta aos demais Diretores, o Plano Quinquenal de Negócios e o Orçamento Anual;
- c) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras;
- d) determinar o custo do serviço da Companhia e estabelecer sua política de seguros, conforme delineado no Plano Quinquenal de Negócios;
- e) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Quinquenal de Negócios e no Orçamento Anual;
- f) controlar o capital social da Empresa, fixar a política acionária e sugerir a política de dividendo;
- g) elaborar pesquisa e estudos do mercado de energia;
- h) estabelecer os requisitos de mercado para o planejamento dos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia da Companhia, em conjunto com o Diretor de Operações;
- i) planejar o atendimento do mercado de energia elétrica;
- j) formular a política de marketing da Companhia;
- l) desenvolver atividades de compra e venda de energia, com consumidores e outros agentes do mercado;
- m) estabelecer a tarifa de energia;
- n) representar a Empresa junto ao Mercado Atacadista de Energia;
- o) desenvolver programas e ações junto a consumidores, visando a melhor utilização da energia elétrica;
- p) fazer gestão junto a consumidores no sentido do melhor aproveitamento dos recursos energéticos;
- q) elaborar as projeções de mercado da Companhia;
- r) promover a comercialização com os clientes;
- s) gerenciar a prestação de serviços ao consumidor final.

IV - Do Diretor de Suprimento e Gestão Empresarial:

- a) prover pessoal adequado à Companhia;
- b) orientar os órgãos da Companhia nas atividades de administração e desenvolvimento de pessoal;
- c) conduzir e supervisionar a política de telecomunicações e informática da Companhia e suas atividades;
- d) conduzir e orientar as atividades relacionadas com Organização e Métodos;
- e) definir políticas e normas sobre os serviços de apoio necessários às operações da Companhia, tais como: transportes, comunicação administrativa, vigilância e de adequação dos locais de trabalho do pessoal;
- f) prover os serviços mencionados na alínea “e” acima, nas instalações administrativas da Companhia, em Belo Horizonte e na Cidade Industrial de Contagem;
- g) administrar o processo de contratação de obras e serviços;
- h) administrar o processo de aquisição e alienação de imóveis;
- i) contratação para grandes projetos através de empreitada global;
- j) suprir a Companhia de materiais e equipamentos, administrando o processo de contratação correspondente;

- l) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados, relacionados ao sistema elétrico;
- m) administrar e controlar o estoque de material;
- n) promover a triagem e a recuperação do material usado;
- o) promover a venda de material excedente, inservível e de sucata.

V - Do Diretor de Planejamento, Projetos e Construções:

- a) elaborar o planejamento da expansão do sistema elétrico;
- b) planejar a expansão da geração e da transmissão;
- c) elaborar o planejamento da subtransmissão;
- d) consolidar o planejamento eletro-energético da Companhia;
- e) preparar em conjunto com o Diretor de Finanças e Comercialização, e após consulta aos demais Diretores, o Plano Quinquenal de Negócios e o Orçamento Anual;
- f) conduzir negociações para o desenvolvimento de empreendimentos de geração e transmissão;
- g) promover o projeto, construção e montagem das instalações de geração, transmissão, subtransmissão e co-geração;
- h) promover o projeto e a construção de edificações, inclusive as de telecomunicações;
- i) conduzir estudos de avaliação e ações para obtenção de licenciamento ambiental.

VI - do Diretor de Desenvolvimento Tecnológico e Ambiental:

- a) conduzir estudos de tecnologia e normalização de materiais;
- b) desenvolver estudos e pesquisas energéticas no âmbito de todo o território do Estado de Minas Gerais;
- c) estudar o desenvolvimento de fontes alternativas de energia;
- d) desenvolver estudos de tecnologia e normalização no campo de fontes alternativas de energia;
- e) conduzir a política tecnológica;
- f) conduzir a política de meio ambiente da Companhia, juntamente com os órgãos envolvidos no âmbito estadual e nacional, quando for o caso;
- g) coordenar os programas ecológicos da Companhia;
- h) supervisionar as atividades de promoção da qualidade.

Parágrafo único – O Diretor de Finanças e Comercialização 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.

Parágrafo único - 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, os quais serão considerados e compensados no cálculo do dividendo obrigatório previsto no caput deste artigo.

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.

20.1 – DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

Reapresentação espontânea em virtude da mudança de seu atual programa de American Depositary Receipts – Nível I para o Nível II.

ANEXO VIII

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (JUN/2001) - ITR



O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

1.1 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00245-3	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. ENERG. MINAS GERAIS - CEMIG	3 - CNPJ 17.155.730/0001-64	4 - NIRE 0620021600057
---------------------------	--	--------------------------------	---------------------------

1.2 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES						2 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			
3 - CEP 30123-970	4 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE					5 - UF MG			
6 - DDD 31	7 - TELEFONE 3349-2111	8 - TELEFONE 3299-4903	9 - TELEFONE -	10 - TELEX 311124	11 - DDD 31	12 - FAX 3299-4691	13 - FAX 3299-3864	14 - FAX -	
15 - E-MAIL mail@cemig.com.br									

1.3 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME CRISTIANO CORREA DE BARROS				2 - ENDEREÇO COMPLETO AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES					
3 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			4 - CEP 30123-970	5 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE			6 - UF MG		
7 - DDD 31	8 - TELEFONE 3349-2111	9 - TELEFONE 3299-4903	10 - TELEFONE -	11 - TELEX 311124	12 - DDD 31	13 - FAX 3299-4691			
14 - FAX 3299-3864	15 - FAX -	16 - E-MAIL mail@cemig.com.br							

1.4 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2001	31/12/2001	2	01/04/2001	30/06/2001	1	01/01/2001	31/03/2001
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C		10 - CÓDIGO CVM 00283-6	11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO TAIKI HIRASHIMA			12 - CPF DO RESP. TÉCNICO 007.568.818-20	

1.5 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/06/2001	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2001	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/06/2000
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	69.495.478	69.495.478	69.495.478
2 - PREFERENCIAIS	89.504.020	89.504.020	89.504.020
3 - TOTAL	158.999.498	158.999.498	158.999.498
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	67.784	67.784	67.784
6 - TOTAL	67.784	67.784	67.784

1.6 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL INDUSTRIAL, COMERCIAL E OUTRAS	6 - TIPO DE CONSOLIDADO TOTAL
7 - TIPO DE RELATÓRIO DOS AUDITORES SEM RESSALVA	

1.7 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

1.8 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	--------------------------------

1.9 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (REAIS MIL)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (REAIS MIL)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (MIL)	7 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (REAIS)
----------	-----------------------	---	------------------------------------	-------------------------	--	--------------------------------------

1.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 31/07/2001	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>30/06/2001</u>	<u>31/03/2001</u>
1	Ativo Total	12.918.804	12.954.667
1.01	Ativo Circulante	1.297.621	1.564.327
1.01.01	Disponibilidades	484.564	580.697
1.01.01.01	Numerário Disponível	59.136	121.636
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	425.428	459.061
1.01.02	Créditos	801.457	969.661
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	571.039	732.983
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	21.672	18.589
1.01.02.03	Trib. e Contrib. Sociais Compensáveis	168.843	194.092
1.01.02.04	Prov.p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(59.989)	(55.661)
1.01.02.05	Outros Créditos	99.892	79.658
1.01.03	Estoques	10.562	12.474
1.01.03.01	Almoxarifado	10.562	12.474
1.01.04	Outros	1.038	1.495
1.01.04.01	Serviços em Curso	469	529
1.01.04.02	Despesas Pagas Antecipadamente	569	966
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.277.367	2.023.665
1.02.01	Créditos Diversos	2.277.367	2.023.665
1.02.01.01	Contrato de Cessão de Crédito	1.425.169	1.338.258
1.02.01.02	Créditos Tributários	592.754	502.943
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	83.417	75.205
1.02.01.04	Estudos e Projetos Reembolsáveis	25.999	25.999
1.02.01.05	Racionamento-Bônus e Custos de Adaptação	58.234	-
1.02.01.06	Incentivos Fiscais, Depósitos e outros	91.794	81.260
1.03	Ativo Permanente	9.343.816	9.366.675
1.03.01	Investimentos	380.583	312.357
1.03.01.01	Participações em Coligadas	63.297	63.607
1.03.01.01.01	Empresa de Infovias S.A.	63.297	63.607
1.03.01.02	Participações em Controladas	238.530	233.080
1.03.01.02.01	Cia. de Gás de Minas Gerais - GASMIG	57.836	55.788
1.03.01.02.02	Usina Térmica Ipatinga S.A.	85.272	84.979
1.03.01.02.03	Sá Carvalho S.A.	95.422	92.313
1.03.01.03	Outros Investimentos	78.756	15.670
1.03.01.03.01	Participações Societárias Permanentes	1.706	2.860
1.03.01.03.02	Outros Investimentos	77.050	12.810
1.03.02	Imobilizado	8.961.015	9.051.847
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	13.186.501	13.111.769
1.03.02.02	Depreciação e Amortização Acumulada	(4.799.742)	(4.689.502)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	574.256	629.580
1.03.03	Diferido	2.218	2.471
1.03.03.01	Outras Despesas Diferidas	7.629	7.629
1.03.03.02	Amortização Acumulada	(5.411)	(5.158)

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2001	31/03/2001
2	Passivo Total	12.918.804	12.954.667
2.01	Passivo Circulante	1.967.698	2.020.995
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	779.147	677.383
2.01.03	Fornecedores	298.405	296.048
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	164.810	176.669
2.01.04.01	Encargos Sociais	30.108	30.464
2.01.04.02	Tributos e Contrib.Sociais	134.702	146.205
2.01.05	Dividendos a Pagar	3.687	173.125
2.01.06	Provisões	198.848	195.354
2.01.06.01	Obrig.Estimadas-Vinc.à Folha de Pagto	84.390	79.841
2.01.06.02	Obrigações Estimadas-Encargos Sociais	22.127	19.297
2.01.06.03	Obrigações Estimadas-Outras	587	587
2.01.06.04	Encargos do Consumidor a Recolher	70.710	78.450
2.01.06.05	Folha de Pagamento	6.025	6.230
2.01.06.06	Participação nos Lucros	15.009	10.949
2.01.08	Outros	522.801	502.416
2.01.08.01	Venda Antecipada de Energia Elétrica	68.204	74.309
2.01.08.02	Provisões para Contingências	148.988	141.769
2.01.08.03	Obrigações Pós-emprego	144.945	140.735
2.01.08.04	Outras Obrigações	160.664	145.603
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	4.500.246	4.274.039
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.369.166	1.212.683
2.02.01.01	No País	413.647	410.913
2.02.01.02	No Exterior	955.519	801.770
2.02.05	Outros	3.131.080	3.061.356
2.02.05.01	Obrigações Especiais	1.378.022	1.354.657
2.02.05.02	Obrigações Pós-emprego	1.707.923	1.695.851
2.02.05.03	Imposto de Renda Diferido	7.266	8.014
2.02.05.04	Outras Obrigações	13.892	2.834
2.02.05.05	Racionamento - Sobretaxa	23.977	-
2.05	Patrimônio Líquido	6.450.860	6.659.633
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995
2.05.01.01	Capital Social Integralizado	1.589.995	1.589.995
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.141.865
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
2.05.02.02	Doações e Subv. para Investimentos	2.721.560	2.721.560
2.05.02.03	Remun.das Imob. em Curso Capital Próprio	1.325.078	1.325.078
2.05.02.04	Rec.Destinado a Aumento de Capital	27.123	27.123
2.05.02.05	Correção Monetária do Capital	6	6
2.05.02.06	Ações em Tesouraria	(1.132)	(1.132)
2.05.04	Reservas de Lucro	888.651	888.651
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	484.091
2.05.04.05	Retenção de Lucros	161.535	161.535
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	148.855	148.855
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	(169.651)	39.122

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/04/2001</u> <u>a 30/06/2001</u>	<u>01/01/2001</u> <u>a 30/06/2001</u>	<u>01/04/2000</u> <u>a 30/06/2000</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 30/06/2000</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.074.578	3.631.489	1.299.490	3.498.099
3.02	Deduções da Receita Bruta	(275.406)	(952.860)	(328.171)	(901.626)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	799.172	2.678.629	971.319	2.596.473
3.05	Resultado Bruto	799.172	2.678.629	971.319	2.596.473
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(1.072.262)	(2.891.568)	(786.683)	(2.323.443)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(795.356)	(2.330.331)	(741.630)	(2.037.256)
3.06.02.01	Pessoal	(124.940)	(427.327)	(130.397)	(376.874)
3.06.02.02	Material	(13.812)	(46.951)	(16.756)	(48.698)
3.06.02.03	Serviço de Terceiros	(60.922)	(162.886)	(48.088)	(134.925)
3.06.02.04	Energia Comprada para Revenda	(302.924)	(815.005)	(233.209)	(601.774)
3.06.02.05	Depreciação / Amortização	(127.605)	(375.334)	(123.096)	(361.243)
3.06.02.06	Royalties	(6.918)	(27.671)	(10.542)	(27.866)
3.06.02.07	Provisões Operacionais	6.381	(16.215)	(11.290)	(18.906)
3.06.02.08	Arrendamentos e Aluguéis	(2.871)	(9.112)	(2.948)	(7.438)
3.06.02.09	Contribuição FORLUZ - Aposentados	-	-	(25.414)	(75.444)
3.06.02.10	Conta de Consumo de Combustível - C.C.C.	(88.268)	(244.527)	(75.267)	(205.077)
3.06.02.11	Encargos de Uso de Rede de Transmissão	(73.477)	(205.303)	(64.623)	(179.011)
3.06.03	Financeiras	(271.902)	(532.621)	(30.255)	(244.678)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	145.499	340.092	36.799	112.692
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(417.401)	(872.713)	(67.054)	(357.370)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	28.448	82.121	25.125	69.970
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(38.593)	(125.058)	(42.151)	(110.626)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	5.141	14.321	2.228	(853)
3.07	Resultado Operacional	(273.090)	(212.939)	184.636	273.030
3.08	Resultado Não Operacional	(35.064)	(61.546)	(19.325)	(42.116)
3.08.01	Receitas	11.316	16.715	4.211	8.136
3.08.02	Despesas	(46.380)	(78.261)	(23.536)	(50.252)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(308.154)	(274.485)	165.311	230.914
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	103.506	93.515	(55.152)	(82.952)
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.12.01	Participações	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.12.01.01	Empregados	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	187.000
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(208.773)	(194.621)	106.034	324.068
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.714	158.931.714	158.931.714	158.931.714
	Lucro Por Ação	-	-	0,00067	0,00204
	Prejuízo Por Ação	(0,00131)	(0,00122)	-	-

4.1 – NOTAS EXPLICATIVAS (Em Milhares de Reais)**1. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS:**

As Informações Trimestrais foram elaboradas seguindo princípios, métodos e critérios contábeis uniformes em relação àqueles adotados no encerramento do último exercício social.

Para o trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2000, a CEMIG não apresentou Demonstrações Contábeis Consolidadas, considerando que (i) as Demonstrações Contábeis da controlada Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG e controlada em conjunto Empresa de INFOVIAS S.A. não provocavam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da CEMIG e (ii) as controladas Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A. somente entraram em operação no quarto trimestre de 2000.

2. APLICAÇÕES FINANCEIRAS:

O saldo é composto como segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
Fundo de Investimento Financeiro (FIF)	32.872	14.417	500	-
Aplicação em Certificados de Depósito Bancário	313.295	206.026	299.234	193.620
Contas Vinculadas	<u>159.327</u>	<u>180.236</u>	<u>159.327</u>	<u>180.236</u>
	<u>505.494</u>	<u>400.679</u>	<u>459.061</u>	<u>373.856</u>

As contas vinculadas referem-se a recursos aplicados no mercado financeiro de forma a garantir a liquidação das obrigações futuras da Companhia com empréstimos e financiamentos. Dessas aplicações financeiras, R\$ 30.788 estão atrelados à variação do dólar norte-americano.

3. CONSUMIDORES E REVENDEDORES:

Neste saldo está incluído contas a receber de FURNAS – Centrais Elétricas S.A., referente à venda de energia de curto prazo nos períodos de setembro a dezembro de 1999 e janeiro a agosto de 2000, devido substancialmente ao atraso no início das operações da Usina Nuclear de Angra-II, no montante de R\$ 70.206. As negociações estão em andamento e a Administração da CEMIG não espera perdas relevantes na realização do ativo.

4. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA:

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída em montante considerado suficiente para cobrir possíveis perdas, tanto a curto quanto a longo prazo.

5. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS:

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
ICMS a Recuperar	15.186	25.460	13.576	24.004
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	185.824	204.084	179.911	199.827
Outros	<u>605</u>	<u>811</u>	<u>605</u>	<u>811</u>
	<u>201.615</u>	<u>230.355</u>	<u>194.092</u>	<u>224.642</u>

Os créditos de ICMS a recuperar estão sendo compensados pela Companhia e suas Controladas, sendo contabilizado no Ativo Realizável a Longo Prazo - Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros da Controladora o montante de R\$ 18.843 referente a créditos que estão sendo negociados com o Estado de Minas Gerais.

Os créditos de Imposto Renda e Contribuição Social constituídos, substancialmente, em função dos ajustes decorrentes da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, em conformidade a Deliberação CVM nº 371 (vide Nota Explicativa nº 15), estão sendo compensados pela Companhia nos recolhimentos de tributos e contribuições federais.

6. CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITO:

O saldo credor remanescente da Conta de Resultado a Compensar - CRC foi repassado ao Governo do Estado de Minas Gerais em 1995, através de um contrato de cessão de créditos de acordo com a Lei nº 8.724/93, com amortização mensal em dezessete anos, a partir de 30 de junho de 1998, com juros de 6 por cento ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI. Esse crédito está garantido pelo Fundo de Participações dos Estados - FPE.

O saldo total no montante de R\$ 1.338.258 encontra-se atualizado monetariamente até 30 de junho de 2001.

Encontra-se em atraso as parcelas com vencimento de 01/04/99 a 01/12/99 e 01/03/00 a 01/06/01, totalizando R\$ 277.865, incluindo acréscimos moratórios.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado, não esperando perdas nesse ativo.

7. CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS:

A Companhia e suas controladas possuem créditos tributários registrados no Ativo Realizável a Longo Prazo de Imposto de Renda - alíquota de 25 por cento e Contribuição Social - alíquota de 9 por cento, conforme segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
Créditos Tributários sobre-				
Prejuízo Fiscal/Base Negativa	249.917	253.449	248.945	253.449
Obrigações Pós-emprego	167.516	167.880	167.516	167.880
Provisão para Contingências	53.324	51.309	53.324	51.309
Provisão para Programa de Desligamento Voluntário	7.637	18.079	7.637	18.079
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	18.962	17.788	18.962	17.788
Provisão para Desvalorização em Relação ao Valor de Mercado - Títulos e Valores Mobiliários	2.849	1.708	2.849	1.708
Outros	3.768	2.427	3.710	2.321
	<u>503.973</u>	<u>512.640</u>	<u>502.943</u>	<u>512.534</u>

Os valores registrados como prejuízo fiscal/base negativa são decorrentes do reconhecimento das obrigações a pagar à FORLUZ, em conformidade a Deliberação CVM nº 371 (vide Nota Explicativa nº 15).

8. INVESTIMENTOS:

	Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001
Em Sociedades Controladas-		
Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG	55.788	52.806
Usina Térmica Ipatinga S.A.	84.979	84.757
Sá Carvalho S.A.	92.313	89.716
	<u>233.080</u>	<u>227.279</u>
Em Sociedades Controladas em Conjunto-		
Empresa de Infovias S.A.	63.607	43.351
Em Outros Investimentos	15.670	15.664
	<u>312.357</u>	<u>286.294</u>

Em 08 de junho de 2001, a CEMIG realizou aporte de capital na Empresa de Infovias S.A., no montante de R\$ 20.280.

9. IMOBILIZADO:

A depreciação do Ativo Imobilizado em Serviço é calculada mediante a aplicação das seguintes taxas anuais, adotadas especificamente para empresas concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica: de 2 a 8,3 por cento para bens vinculados à Geração, Transmissão e Distribuição, 10 por cento para Móveis e Utensílios e 20 por cento para Veículos.

10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS:

A composição dos empréstimos e financiamentos a curto e longo prazos é como segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
Em moeda estrangeira	1.408.740	1.353.005	1.363.158	1.310.079
Em moeda nacional	483.399	498.099	483.399	498.099
Encargos	44.461	57.552	43.509	57.552
	<u>1.936.600</u>	<u>1.908.656</u>	<u>1.890.066</u>	<u>1.865.730</u>

Sobre os empréstimos e financiamentos incidem juros que variam, substancialmente, entre 4 por cento e 11,09 por cento ao ano.

O percentual de participação das moedas e indexadores incidentes sobre os empréstimos e financiamentos da Controladora em 30 de junho de 2001, é como segue:

Moeda Estrangeira		Moeda Nacional	
Moeda	%	Indexador	%
US\$	95	IGP-M	44
Unid. Conta	3	FINEL	39
DM	1	Outros	17
Outros	1		

As principais moedas e indexadores utilizados para correção dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações no trimestre findo em 30 de junho de 2001:

Moeda / indexador	Varição %
US\$	6,62
Unid. Conta	5,83
DM	3,25
IGP-M	2,87
FINEL	0,57

No exercício de 1996, a CEMIG efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de *fixed rates* notes, com vencimentos previsto para 18 de novembro de 2004. Esse título possui cláusula determinando a possibilidade de resgate antecipado em 18 de novembro de 2001, seja por opção da CEMIG ou opção dos credores, razão pelo qual o saldo de R\$ 345.735 está contabilizado no curto prazo. A CEMIG está em negociação com os detentores dos títulos para que não seja exercida a opção do resgate antecipado, mantendo a data de resgate em 18 de novembro de 2004. A viabilidade da operação dependerá das condições presentes no mercado financeiro na data prevista para sua efetivação.

11. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS:

As provisões para contingências são determinadas com base em análise individual das ações judiciais pendentes e quanto às ações trabalhistas com base nas experiências anteriores referentes às quantias pleiteadas, com base em informações do Departamento Jurídico da CEMIG.

A Administração considera o montante provisionado suficiente para cobrir as perdas potenciais com as ações em curso, como segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
Trabalhistas	44.421	42.457	44.421	42.457
Cíveis - Consumidores	70.766	68.853	70.766	68.853
Cíveis - Outras	22.417	21.570	22.417	21.570
Outras	4.165	4.104	4.165	4.103
	<u>141.769</u>	<u>136.984</u>	<u>141.769</u>	<u>136.983</u>

(a) Trabalhistas

As contingências trabalhistas referem-se substancialmente a questionamentos de horas extras e adicional de periculosidade.

(b) Cíveis – Consumidores

Os valores provisionados de Contingências Cíveis – Consumidores referem-se a questionamento judicial por consumidores da classe industrial de reajuste tarifário ocorrido em 1986, advindo da Portaria 045/86 do DNAEE.

12. PROGRAMA DE DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO - PDV

O Programa de Desligamento Voluntário - PDV, implementado pela Companhia no período entre 12 de março a 02 de abril de 2001, e posteriormente prorrogado, no período entre 03 de maio a 11 de maio de 2001, contou com a adesão de 580 empregados.

Os incentivos para os empregados que aderiram ao PDV foram de 60 por cento da remuneração mensal para cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos. Adicionalmente, a CEMIG pagará integralmente os custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado. Os custos com o PDV, no montante estimado de R\$ 32.541, foram consignados no resultado do exercício, sendo que o desligamento dos empregados, iniciado em 02 de maio de 2001, estará concluído até o mês de março de 2002.

Em 30 de junho de 2001, o saldo remanecente de provisão é de R\$ 14.902, incluída na conta de Obrig. Estimadas – Vinc. à Folha de Pagamento.

13. OUTRAS OBRIGAÇÕES - CURTO PRAZO

	Consolidado		Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001	30/06/2001	31/03/2001
Finsocial	14.741	14.628	14.741	14.628
Contribuição Social sobre Correção Monetária Complementar	62.599	60.207	62.599	60.207
Juros Empréstimo Compulsório ELETROBRÁS	5.912	6.647	5.912	6.647
Taxa de Iluminação Pública	19.541	18.651	19.541	18.651
Contribuição à FORLUZ	7.495	14.637	7.495	14.637
Outros	35.408	34.113	35.315	33.972
	<u>145.696</u>	<u>148.883</u>	<u>145.603</u>	<u>148.742</u>

14. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS:

	Consolidado e Controladora	
	30/06/2001	31/03/2001
Contribuições do Consumidor	1.344.008	1.311.772
Participações da União	7.135	7.135
Outros	3.514	3.442
	<u>1.354.657</u>	<u>1.322.349</u>

As obrigações especiais referem-se a contribuições de consumidores destinadas à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, sendo que tais empreendimentos encontram-se registrados no Ativo Imobilizado.

Em virtude de sua natureza, a eventual liquidação destas obrigações depende de disposição do Poder Concedente. Desta forma, não devem ser consideradas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros.

15. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

A Companhia, desde 1973, é patrocinadora da Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes e beneficiários uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A FORLUZ disponibiliza a seus associados os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários - Plano de contribuição definida para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo. A contribuição da Companhia é paritária às contribuições básicas mensais dos associados, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários - Inclui todos os participantes suplementados que optaram por este plano e os saldos, na data de opção, dos participantes ativos que optaram pela migração do Plano de Benefício Definido para o Plano Misto, descrito acima.

Plano de Benefício Definido - Plano de benefícios adotado pela FORLUZ até 1998, onde é realizada a complementação do salário real médio dos últimos anos de atividade do empregado na Companhia em relação ao valor do benefício da Previdência Social Oficial.

A CEMIG mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela FORLUZ, pagamento de parte do prêmio de seguros de vida e plano de saúde para os aposentados.

A CEMIG, em conformidade a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, efetuou o reconhecimento do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, na data efetiva de 1º de janeiro de 2001. Os ajustes no passivo atuarial, líquidos de imposto de renda e contribuição social foram reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido com o título de "Ajuste de Exercícios Anteriores".

Os efeitos decorrentes desse reconhecimento, em 01 de janeiro de 2001 foram os seguintes:

ATIVO

Circulante

Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	160.804
---	---------

Realizável a Longo Prazo

Créditos Tributários	416.928
	<u>577.732</u>

PASSIVO

Circulante

Tributos e Contribuições Sociais	(49.206)
Entidade de Previdência Privada - Dívida	<u>135.935</u>
	86.729

Exigível a Longo Prazo

Entidade de Previdência Privada - Dívida	1.187.335
Outras - Obrigações Pós-emprego	484.075
Outros - Imposto de Renda Diferido	<u>(8.080)</u>
	<u>1.663.330</u>

Patrimônio Líquido

Reserva de Lucro – Retenção de Lucros	<u>(1.172.327)</u>
---------------------------------------	--------------------

As movimentações ocorridas no passivo líquido no exercício de 2001 são as seguintes:

	Planos de pensão e suplementação de aposentadoria	Outros benefícios pós-emprego
Passivo líquido de abertura em 01/01/2001	1.396.824	410.521
Despesa líquida reconhecida na Demonstração do Resultado	71.494	29.036
Contribuições pagas	<u>(67.967)</u>	<u>(3.322)</u>
Passivo líquido em 30/06/2001	<u>1.400.351</u>	<u>436.235</u>

O método de contabilização das despesas com benefícios pós-emprego anteriormente adotado pela Companhia considerava no resultado as contribuições efetivamente pagas à FORLUZ, cujo montante no semestre de 2001 foi de R\$ 71.289. Considerando os novos procedimentos adotados a partir de 01 de janeiro de 2001, foram reconhecidos no resultado os encargos incidentes sobre a dívida com a FORLUZ e variação atuarial nas obrigações pós-emprego nos montantes de R\$ 91.910 e R\$ 8.620 respectivamente. O efeito adicional no resultado decorrente da mudança de procedimento foi de R\$ 19.299, correspondendo a um acréscimo nas despesas de R\$ 29.241 e créditos fiscais de R\$ 9.942.

Parte das insuficiências nas reservas atuariais da FORLUZ, no montante de R\$ 1.347.212 em 30 de junho de 2001, foram reconhecidas como obrigações a pagar pela CEMIG e estão sendo amortizadas até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (tabela price), reajustadas anualmente de acordo com a variação do Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e juros de 6 por cento ao ano. Os encargos financeiros da dívida, no montante de R\$ 91.910 estão consignados no resultado do exercício como despesas financeiras.

Compõem adicionalmente as obrigações com plano de pensão e suplementação de aposentadorias o montante de R\$ 53.139 referente insuficiência nas reservas atuariais da FORLUZ.

16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO:

Mutação do Patrimônio Líquido:

Saldo em 31/12/2000	7.817.533
Prejuízo no Trimestre	(12.510)
Reversão de Dividendos	275
Ajuste de Exercícios Anteriores	<u>(1.172.327)</u>
Saldo em 31/03/2001	6.632.971
Lucro no Trimestre	<u>26.662</u>
Saldo em 30/06/2001	<u>6.659.633</u>

O Ajuste de Exercícios Anteriores refere-se à mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde e respectivos efeitos fiscais em conformidade à Deliberação CVM nº 371, na data efetiva de 1º de janeiro de 2001 (vide Nota Explicativa nº 15).

Em setembro de 1999, o Governo do Estado de Minas Gerais impetrou ação anulatória, com pedido de tutela antecipada contra o acordo de acionistas celebrado em 1997 com a Southern Electric Participações Ltda. Em março de 2000, a 1ª Vara Estadual de Fazenda Pública decidiu cancelar o referido acordo de acionistas.

17. RECEITA LÍQUIDA DE VENDA E/OU SERVIÇOS:

	<u>Consolidado</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Receita</u>
	<u>01 a 06/2001</u>	<u>01 a 06/2001</u>
Fornec. de Energia Elétrica:		
Residencial	3.727.380	913.840
Industrial	11.556.356	923.062
Comércio, Serviços e Outras Atividades	1.894.846	369.112
Rural	806.910	102.340
Poder Público	270.179	49.861
Iluminação Pública	483.044	59.055
Serviço Público	475.729	53.115
Suprimento	318.211	17.447
Receita de Uso de Rede de Transmissão	-	72.765
Fornecimento Bruto de Gás	-	52.485
Prestação de Serviços TV a Cabo	-	399
	<u>19.532.655</u>	<u>2.613.481</u>
Fornecimento não Faturado		189.464
Reversão Fornecimento não Faturado Exerc. Anterior		(176.642)
		<u>2.626.303</u>
Deduções da Receita Bruta:		
RGR		(54.781)
ICMS		(531.916)
COFINS		(78.798)
PASEP		(17.070)
ISS		(111)
Outros		(6)
		<u>(682.682)</u>
	<u>19.532.655</u>	<u>1.943.621</u>

	<u>Controladora</u>			
	<u>MWh</u>		<u>Receita</u>	
	<u>01 a 06/2001</u>	<u>01 a 06/2000</u>	<u>01 a 06/2001</u>	<u>01 a 06/2000</u>
Fornec. de Energia Elétrica:				
Residencial	3.727.380	3.770.803	913.840	777.149
Industrial	11.230.390	10.815.645	906.554	763.002
Comércio, Serviços e Outras Atividades	1.894.846	1.787.382	369.112	300.291
Rural	806.910	721.001	102.340	80.350
Poder Público	270.179	264.878	49.861	42.052
Iluminação Pública	483.044	469.209	59.055	49.385
Serviço Público	475.729	458.047	53.115	44.127
Suprimento	318.211	1.718.298	17.447	59.543
Receita de Uso de Rede de Transmissão	-	-	72.765	65.090
	<u>19.206.689</u>	<u>20.005.263</u>	<u>2.544.089</u>	<u>2.180.989</u>
Fornecimento não Faturado			189.464	166.283
Reversão Fornecimento não Faturado Exerc. Anterior			(176.642)	(148.663)
			<u>2.556.911</u>	<u>2.198.609</u>
Deduções da Receita Bruta:				
RGR			(54.497)	(47.495)
ICMS			(529.519)	(445.378)
COFINS			(76.707)	(66.100)
PASEP			(16.620)	(14.335)
ISS			(111)	(147)
			<u>(677.454)</u>	<u>(573.455)</u>
	<u>19.206.689</u>	<u>20.005.263</u>	<u>1.879.457</u>	<u>1.625.154</u>

18. RESULTADO FINANCEIRO:

A despesa com variação cambial apresentou um saldo expressivo em 2001, decorrente da desvalorização do real em relação às moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira.

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>01 a 06/2001</u>	<u>01 a 06/2001</u>	<u>01 a 06/2000</u>
RECEITAS FINANCEIRAS			
Contrato CRC/Estado – Juros contratuais	30.560	30.560	29.417
Contrato CRC/Estado – Juros de mora	22.929	22.929	8.933
Contrato CRC/Estado – Var. Monetária	45.884	45.884	-
Acréscimo Moratório Contas Energia Elétrica	24.024	24.024	14.202
Renda de Aplicação Financeira	29.266	26.817	13.964
Renegociação dívida c/ consumidor industrial	11.924	11.924	-
Juros e V. Monetária sobre créditos fiscais	12.535	12.535	-
Variações cambiais	14.678	14.678	6.742
Outras	5.259	5.242	2.635
	<u>197.059</u>	<u>194.593</u>	<u>75.893</u>
DESPESAS FINANCEIRAS			
Juros sobre o Capital Próprio	-	-	(187.000)
Encargos de empréstimos e financiamentos	(83.062)	(83.062)	(69.445)
Encargos de dívida com a FORLUZ	(39.166)	(39.166)	-
Varição Monetária de dívida com a FORLUZ	(52.744)	(52.744)	-
Juros e Multas sobre Tributos	(6.896)	(6.896)	(8.606)
Variações Monetárias Passivas – Empréstimos e Financiamentos	(9.509)	(9.509)	(7.273)
CPMF	(11.334)	(10.908)	(7.557)
Provisão para Desvalorização de Títulos e Valores Mobiliários	1.061	1.061	11.770
Variações cambiais	(246.380)	(244.642)	(20.050)
Outras	(9.941)	(9.446)	(2.155)
	<u>(457.971)</u>	<u>(455.312)</u>	<u>(290.316)</u>
	<u>(260.912)</u>	<u>(260.719)</u>	<u>(214.423)</u>

19. PRINCIPAIS TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS:

	<u>Governo do</u>	<u>Eletrobrás</u>	<u>FORLUZ</u>
	<u>Estado de MG</u>		
ATIVO			
Circulante			
Consumidores e Revendedores	7.480		
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis- ICMS a Recuperar	13.576		
Outros Créditos-			
Adiantamento para Seguro de Vida em Grupo			10.149
Realizável a Longo Prazo			
Contrato de Cessão de Créditos	1.338.258		
PASSIVO			
Circulante			
Tributos e Contribuições Sociais- ICMS a Pagar	95.111		
Empréstimos e Financiamentos		68.018	
Obrigações Pós-emprego			140.735
Outras Obrigações-			
Repasso de Contribuições			7.495
Exigível a Longo Prazo			
Empréstimos e Financiamentos		325.515	
Obrigações Pós-emprego			1.695.851

	<u>Governo do Estado de MG</u>	<u>Eletrobrás</u>	<u>FORLUZ</u>
RESULTADO			
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	11.186		
Deduções da Receita Bruta - ICMS	(529.519)		
Despesa com Obrigações Pós-emprego			(8.620)
Receitas Financeiras-			
Juros, Acréscimos Moratórios e Variação Monetária -			
Contrato de Cessão de Crédito	99.373		
Despesas Financeiras-			
Encargos Financeiros e Variação Monetária – Dívida com FORLUZ			(91.910)
Juros e Atualização Monetária- Empréstimos e Financiamentos		(23.123)	

Os financiamentos obtidos junto à ELETROBRÁS têm atualização monetária e juros anuais de 5 a 10 por cento.

As operações com partes relacionadas são realizadas em condições consideradas pela Administração como normais de mercado.

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS:

- As operações em “SWAP”, com troca de taxas pré-fixadas por pós-fixadas nas aplicações financeiras, estão registradas contabilmente por R\$ 59.704 e correspondem ao valor de mercado das transações.
- O valor presente em 30 de junho de 2001 do Contrato de Cessão de Crédito registrado em conta de ativo, calculado de acordo com o Artigo 3º da Instrução CVM nº 235, de 23 de março de 1995, com base no fluxo de caixa descontado, considerando a taxa de desconto de 12 por cento ao ano, é de R\$ 1.050.424.
- A CEMIG possui Notas do Tesouro Nacional (NTN-A3), adquiridas junto ao Governo do Estado de Minas Gerais, com vencimento em 15 de abril de 2024, corrigidas pela variação cambial do dólar norte-americano e juros de 5,50 por cento ao ano (até 14/04/1998), 5,75 por cento ao ano (a partir de 15/04/1998 até 14/04/2000) e 6,00 por cento ao ano (a partir de 15/04/2000 até o vencimento) sobre o valor nominal atualizado.

	<u>30/06/2001</u>
Valor de Face	139.308
Valor de Aquisição Atualizado	83.585
(-) Provisão para Desvalorização	(8.380)
Valor de Mercado	<u>75.205</u>

Esses títulos encontram-se contabilizados pelo valor de mercado, na rubrica “Títulos e Valores Mobiliários”, no Ativo Realizável a Longo Prazo. O valor de mercado desses títulos foi determinado de acordo com a cotação da Andima.

A CEMIG utiliza instrumentos financeiros, sendo que todas as operações estão integralmente contabilizadas e são restritas a aplicações financeiras e contas a receber. A CEMIG mantém políticas e estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança, bem como possui procedimentos de monitoramento dos saldos, e tem operado com bancos que atendem a requisitos de solidez financeira e confiabilidade, segundo critérios gerenciais definidos. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado.

21. CONTABILIZAÇÃO DA ENERGIA COMERCIALIZADA NO MAE:

A Companhia efetuou o registro de suas despesas e receitas com energia tomando como base os valores efetivamente faturáveis, não tendo sido considerados os resultados da comercialização no Mercado Atacadista de Energia – MAE ocorridos no período de 1º de janeiro a 30 de junho de 2001, bem como de eventuais ajustes relativos ao período de 1º de setembro a 31 de dezembro de 2000. Este procedimento decorre da não disponibilização pela Administradora de Serviços do MAE – ASMAE, das informações definitivas que permitam a mensuração, em bases confiáveis, dos valores a pagar e a receber transacionados via mercado atacadista.

Adicionalmente, a partir de maio de 2001, mês em que já ocorreu influência da racionalização de energia elétrica, não está claramente definido e consensado o tratamento a ser dado aos contratos iniciais, bem como à aplicação das regras de mercado, para determinação dos valores a serem utilizados para contabilização da energia durante o período de racionamento. Esses critérios estão sendo discutidos pelos diversos agentes do setor, inclusive com participação de representantes do governo federal, sem nenhuma conclusão formal até o momento.

Tendo em vista a característica de empresa integrada da CEMIG (geradora, transmissora e distribuidora), o impacto nas demonstrações contábeis da Companhia, relativas ao semestre findo em 30 de junho de 2001, não deverá ser relevante, em decorrência da contabilização dos efeitos da energia comercializada no MAE e considerando os diversos cenários ora em discussão no setor.

22. DESVERTICALIZAÇÃO:

O contrato de concessão estabeleceu que a CEMIG deveria passar por uma reestruturação societária, até 31 de dezembro de 2000, com a criação de empresas juridicamente independentes, obrigando o acionista controlador e o sócio estratégico a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais.

O processo de desverticalização não foi concluído no prazo mencionado e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R\$ 3.780, por meio do Auto de Infração 004/2001 – SFF de 16 de fevereiro de 2001. Essa multa não foi paga e não foi constituída a respectiva provisão em 30 de junho de 2001, em função do Departamento Jurídico considerar como provável o êxito da CEMIG, em caso de pleito judicial.

O Governo do Estado de Minas Gerais, por considerar que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado, enviou um projeto de lei, em 02 de março de 2001, propondo a divisão da CEMIG em três empresas distintas de geração, transmissão e distribuição de energia, subsidiárias integrais de uma holding. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

Desta forma, a Administração da CEMIG considera que a desverticalização somente poderá ser realizada se aprovada em lei estadual.

23. RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA:

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, em vigor desde 1º de junho de 2001, devido ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas das regiões sudeste e nordeste do Brasil. O Plano de Racionamento tem como meta a redução de 20% no consumo de energia elétrica para consumidores de baixa tensão e uma redução de 15% a 25% no consumo para consumidores de média e alta tensão em relação ao consumo médio ocorrido no período de maio a julho de 2000. A implementação do plano de racionamento mencionado poderá impactar a receita bruta com fornecimento de energia elétrica da Companhia em montante ainda não estimável. Referidos efeitos não foram relevantes até 30 de junho de 2001.

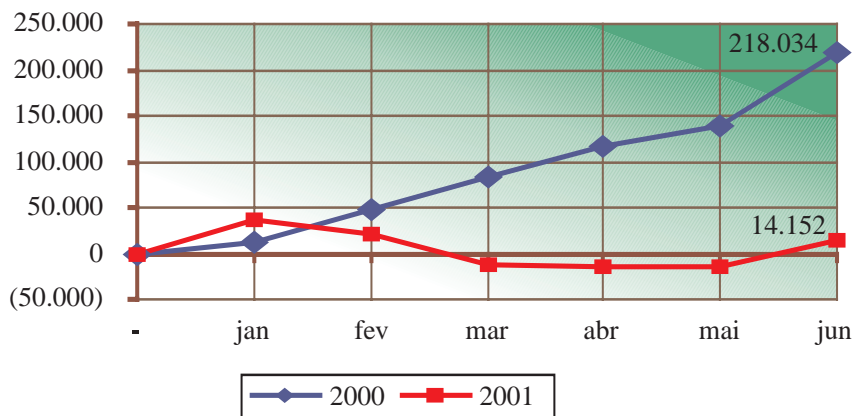
Através da Medida Provisória nº 2.152-2, de 1º de junho de 2001, foram estabelecidos, para os consumidores residenciais com consumo inferior à meta estabelecida, bônus financeiros limitados ao valor da conta de energia elétrica. Em contrapartida, foram estabelecidas, para todos os consumidores de energia elétrica, sobretaxas nas tarifas vigentes referente à parcela do consumo que exceder às metas fixadas pela Câmara de Gestão da Crise.

5.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

Análise do resultado do exercício em 30 de junho de 2001 comparativo ao resultado do exercício em 30 de junho de 2000.

A Companhia apresentou, em 30 de junho de 2001, um lucro líquido de R\$ 14.152, representando R\$ 0,09 por lote de mil ações.

EVOLUÇÃO DO RESULTADO ACUMULADO



Receita Operacional

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica a consumidores finais, suprimento a outras concessionárias e receita do uso de rede de transmissão apresentou um crescimento de 16,30% em decorrência dos fatores descritos abaixo:

Reajustes tarifários

- Reajuste nas tarifas de 11,83% em maio de 2000 (efeito integral no exercício de 2001).
- Reajuste nas tarifas de 16,50% a partir de 08 de abril de 2001.

Volume de energia elétrica vendida

- Aumento de 3,29% no volume de energia vendida a consumidores finais, destacando-se o crescimento nas classes comercial e rural de 6,01% e 11,92% respectivamente. Deve ser evidenciada a redução de 1,15% no consumo residencial, refletindo as medidas do programa de racionamento divulgadas e implementadas no 2º trimestre de 2001.
- Redução de 81,48% no volume de energia vendida a outros concessionários.

A companhia atingiu em junho de 2001 o total de 5.239 mil consumidores, sendo que foram ligados 53 mil novos consumidores no último trimestre.

Despesas gerais e administrativas

As Despesas Gerais e Administrativas aumentaram 18,47%, representando um acréscimo de R\$ 239.349. As principais variações verificadas estão descritas a seguir:

- Aumento de 22,68% nos gastos com pessoal decorrente basicamente dos reajustes de 5,40% e 6,15% nos salários ocorridos nos meses de julho e novembro de 2000, em conformidade aos acordos coletivos pactuados com os empregados, e provisão de R\$ 32.541 referente Programa de Desligamento Voluntário – PDV implementado pela Companhia em 2001.
- Evolução de 17,42% nos gastos com serviços de terceiros, destacando-se o crescimento nos gastos com manutenção e conservação de instalações elétricas, e operação do “Call Center”.

- Crescimento de 38,94% nos gastos com energia comprada para revenda devido substancialmente ao reajuste de 8,00%, em janeiro de 2001, da tarifa em dólar, desvalorização cambial e compras de energia, realizadas em 2001, através de contratos iniciais no montante de R\$ 58.766 em comparação a R\$ 3.903 no exercício anterior.
- Crescimento de R\$ 17.438 nos encargos de uso da rede em função, substancialmente, de aumento de 14,68%, em julho de 2000, na tarifa de transporte da rede básica de transmissão.
- Com o reconhecimento da dívida com a FORLUZ, as contribuições pagas para amortização das obrigações com aposentados passaram a ser reconhecidas como redução das obrigações a pagar, sendo registrados nas rubricas de despesa financeira e provisões operacionais os encargos da dívida e variação atuarial das obrigações pós-emprego respectivamente.

Receitas (Despesas) Financeiras

Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro estão abaixo relacionados:

- Aumento expressivo na despesa com variação cambial e encargos de dívidas em função da desvalorização acentuada, no exercício, do real em relação ao dólar americano (17,87%) e outras moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira. No mesmo período do exercício anterior o real havia apresentado uma desvalorização de 0,61% em relação ao dólar americano.
- Encargos financeiros no montante de R\$ 91.910 referente atualização monetária pelo IGP-DI e juros de 6,00% ao ano da dívida com FORLUZ reconhecida pela CEMIG em 01 de janeiro de 2001.
- Apropriação de receita de variação monetária incidente sobre o contrato de cessão de créditos da CRC com o Governo do Estado de Minas Gerais no valor de R\$ 45.884. No exercício anterior o contrato somente foi atualizado no mês de dezembro.
- Aumento dos juros de mora sobre o contrato de cessão de créditos da CRC com o Governo do Estado de Minas Gerais tendo em vista aumento das parcelas em atraso.
- Acréscimo na receita com encargos moratórios em contas de energia elétrica no montante de R\$ 9.822 decorrente principalmente do recebimento de faturas em atraso de consumidores industriais inadimplentes.
- Crescimento na receita com aplicações financeiras em função da maior disponibilidade de caixa no exercício atual.
- Juros e variação monetária sobre os efeitos fiscais decorrentes do reconhecimento do passivo de benefício pós-emprego em conformidade com a Deliberação CVM nº 371.

Resultado não Operacional

As despesas não operacionais líquidas referem-se basicamente a prejuízo na desativação e alienação de bens do Ativo Imobilizado e perdas em projetos vinculados principalmente a subestações e linhas de transmissão.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$ 9.991, representando 29,67% do lucro antes dos efeitos fiscais.

Participação no Resultado

Os critérios e metas a serem atingidos, referentes à participação dos empregados no resultado do exercício de 2001 serão definidos através de acordo coletivo específico.

6.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>30/06/2001</u>	<u>31/03/2001</u>
1	Ativo Total	13.034.505	12.872.669
1.01	Ativo Circulante	1.625.567	1.512.869
1.01.01	Disponibilidades	628.698	522.106
1.01.01.01	Numerário Disponível	123.204	121.427
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	505.494	400.679
1.01.02	Créditos	980.500	977.733
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	738.961	708.651
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	18.589	18.263
1.01.02.03	Trib. e Contrib. Sociais Compensáveis	201.615	230.355
1.01.02.04	Prov. p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(55.661)	(52.207)
1.01.02.05	Outros Créditos	76.996	72.671
1.01.03	Estoques	14.874	10.966
1.01.03.01	Almoxarifado	14.874	10.966
1.01.04	Outros	1.495	2.064
1.01.04.01	Serviços em Curso	529	715
1.01.04.02	Despesas Pagas Antecipadamente	966	1.349
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.030.478	1.968.458
1.02.01	Créditos Diversos	2.030.478	1.968.458
1.02.01.01	Contrato de Cessão de Crédito	1.338.258	1.281.646
1.02.01.02	Créditos Tributários	503.973	512.640
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	75.205	73.392
1.02.01.04	Estudos e Projetos Reembolsáveis	25.999	25.999
1.02.01.05	Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros	87.043	74.781
1.03	Ativo Permanente	9.378.460	9.391.342
1.03.01	Investimentos	21.368	20.682
1.03.01.03	Outros Investimentos	21.368	20.682
1.03.01.03.01	Participações Societárias Permanentes	2.860	2.739
1.03.01.03.02	Outros Investimentos	18.508	17.943
1.03.02	Imobilizado	9.346.783	9.361.090
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	13.325.335	13.171.673
1.03.02.02	Depreciação e Amortização Acumulada	(4.704.061)	(4.598.713)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	725.509	788.130
1.03.03	Diferido	10.309	9.570
1.03.03.01	Outras Despesas Diferidas	21.195	21.520
1.03.03.02	Amortização Acumulada	(10.886)	(11.950)

6.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>30/06/2001</u>	<u>31/03/2001</u>
2	Passivo Total	13.034.505	12.872.669
2.01	Passivo Circulante	2.051.096	1.915.992
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	677.383	660.152
2.01.03	Fornecedores	316.381	227.334
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	185.733	183.990
2.01.04.01	Encargos Sociais	30.521	32.429
2.01.04.02	Tributos e Contrib. Sociais	155.212	151.561
2.01.05	Dividendos a Pagar	173.279	173.335
2.01.06	Provisões	195.811	212.094
2.01.06.01	Obrigações Estimadas - Vinc. à Folha Pagto.	79.879	87.263
2.01.06.02	Obrigações Estimadas - Encargos Sociais	19.405	15.837
2.01.06.03	Obrigações Estimadas - Outras	587	587
2.01.06.04	Encargos do Consumidor a Recolher	78.742	79.341
2.01.06.05	Folha de Pagamento	6.249	6.778
2.01.06.06	Participações nos Lucros	10.949	22.288
2.01.08	Outros	502.509	459.087
2.01.08.01	Venda Antecipada de Energia Elétrica	74.309	71.269
2.01.08.02	Provisões para Contingências	141.769	136.984
2.01.08.03	Obrigações Pós-emprego	140.735	101.951
2.01.08.04	Outras Obrigações	145.696	148.883
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	4.321.118	4.321.200
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.259.217	1.248.504
2.02.01.01	No País	410.913	421.032
2.02.01.02	No Exterior	848.304	827.472
2.02.05	Outros	3.061.901	3.072.696
2.02.05.01	Obrigações Especiais	1.354.657	1.322.349
2.02.05.02	Obrigações Pós-emprego	1.695.851	1.721.675
2.02.05.03	Imposto de Renda Diferido	8.014	7.588
2.02.05.04	Outras Obrigações	3.379	3.267
2.02.05.05	Venda Antecipada de Energia Elétrica	-	17.817
2.04	Participações Minoritárias	2.658	2.506
2.05	Patrimônio Líquido	6.659.633	6.632.971
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995
2.05.01.01	Capital Social Integralizado	1.589.995	1.589.995
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.141.865
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
2.05.02.02	Doações e Sub. p/ Investimentos	2.721.560	2.721.560
2.05.02.03	Remun. das Imob. em Curso Cap. Próprio	1.325.078	1.325.078
2.05.02.04	Rec. Destinados a Aumento de Capital	27.123	27.123
2.05.02.05	Correção Monetária do Capital	6	6
2.05.02.06	Ações em Tesouraria	(1.132)	(1.132)
2.05.04	Reservas de Lucro	888.651	888.651
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	484.091
2.05.04.05	Retenção de Lucros	161.535	181.815
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	148.855	128.575
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	39.122	12.460

7.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/04/2001	01/01/2001	01/04/2000	01/01/2000
		a 30/06/2001	a 30/06/2001	a 30/06/2000	a 30/06/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.363.127	2.626.303	-	-
3.02	Deduções da Receita Bruta	(354.686)	(682.682)	-	-
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.008.441	1.943.621	-	-
3.05	Resultado Bruto	1.008.441	1.943.621	-	-
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(952.795)	(1.878.272)	-	-
3.06.02	Gerais e Administrativas	(810.917)	(1.583.550)	-	-
3.06.02.01	Pessoal	(136.153)	(303.064)	-	-
3.06.02.02	Material	(16.256)	(33.365)	-	-
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(57.936)	(104.991)	-	-
3.06.02.04	Energia Comprada para Revenda	(279.724)	(512.081)	-	-
3.06.02.05	Depreciação/Amortização	(127.446)	(253.544)	-	-
3.06.02.06	Royalties	(9.902)	(21.081)	-	-
3.06.02.07	Provisões Operacionais	(9.408)	(22.596)	-	-
3.06.02.08	Arrendamentos e Aluguéis	(3.121)	(6.377)	-	-
3.06.02.10	Conta de Consumo de Combustível - C.C.C.	(84.843)	(156.259)	-	-
3.06.02.11	Encargos de Uso de Rede de Transmissão	(65.791)	(131.826)	-	-
3.06.02.12	Gás Comprado para Revenda	(20.337)	(38.366)	-	-
3.06.03	Financeiras	(119.721)	(260.912)	-	-
3.06.03.01	Receitas Financeiras	101.341	197.059	-	-
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(221.062)	(457.971)	-	-
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	28.787	53.675	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(50.944)	(87.485)	-	-
3.07	Resultado Operacional	55.646	65.349	-	-
3.08	Resultado não Operacional	(3.747)	(26.481)	-	-
3.08.01	Receitas	3.407	5.400	-	-
3.08.02	Despesas	(7.154)	(31.881)	-	-
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	51.899	38.868	-	-
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(21.247)	(14.898)	-	-
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	(3.837)	(9.526)	-	-
3.12.01	Participações	(3.837)	(9.526)	-	-
3.12.01.01	Empregados	(3.837)	(9.526)	-	-
3.14	Participações Minoritárias	(153)	(292)	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	26.662	14.152	-	-
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.714	158.931.714	158.931.714	158.931.714
	Lucro por Ação	0,00017	0,00009	-	-

8.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

O comentário do desempenho da CEMIG no trimestre findo em 30 de junho de 2001, realizado no item 05.01 reflete, substancialmente, o desempenho consolidado no período.

16.1 – OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Informações não revisadas pelos Auditores Independentes.

INDICADORES FINANCEIROS**- PATRIMONIAIS**

Itens	Unidade	jun / 01	mar / 01	jun / 00
Valor Patrimonial da ação (lote mil ações)		41,90	41,73	47,95
Valor de Mercado da ação (lote mil ações)	ON	25,29	26,00	23,69
	PN	26,53	27,40	31,50

- LIQUIDEZ (excluindo-se as obrigações especiais)

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>jun / 01</u>	<u>mar / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Liquidez Corrente	índice	0,77	0,78	0,56
Liquidez Geral	índice	0,73	0,71	0,82

- ENDIVIDAMENTO (excluindo-se as obrigações especiais)

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>jun / 01</u>	<u>mar / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Ativo Total	%	38,14	37,87	24,07
Patrimônio Líquido	%	74,18	73,10	36,68
Ativo Permanente	%	52,74	51,77	30,00

- RENTABILIDADE

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>jun / 01</u>	<u>mar / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Patrimônio Líquido	%	0,21	(0,19)	2,86
Margem Operacional	%	16,12	15,43	18,32
Margem Líquida	%	0,73	(1,35)	13,06
Rentabilidade do Imobilizado	%	0,16	(0,14)	2,37

INDICADORES OPERACIONAIS

	<u>jun / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Capacidade Instalada (em MW)	5.632	5.514

- EFICIÊNCIA

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>jun / 01</u>	<u>jun / 00</u>
MWh (*) / Empregado	MWh	1.657	1.593
Consumidores / Empregados	Nº	461	434

(*) Excluindo energia de curto prazo

- QUALIDADE DE ATENDIMENTO

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>jun / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Tempo Médio de Atendimento a Interrupções	horas	2,00	3,32
Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor	horas	5,39	4,38
Frequência Equivalente de Interrupções por Consumidor	Nº	3,32	3,01

TARIFA MÉDIA
(R\$ / MWh)

<u>Descrição</u>	<u>Incluindo ICMS</u>	
	<u>jun / 01</u>	<u>jun / 00</u>
Industrial	80,72	70,55
Residencial	245,17	206,10
Comercial	194,80	168,01
Rural	126,83	111,44
Outros	131,84	113,72
Consumidores Finais	129,91	112,45

17.1 – RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL – SEM RESSALVA**Relatório sobre Revisão Especial**

Ao Conselho de Administração da

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

- (1) Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais (ITR's) da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, compreendendo os balanços patrimoniais individual e consolidado em 30 de junho de 2001, a demonstração dos resultados individual e consolidada para o trimestre e semestre findos naquela data, o relatório de desempenho e as informações relevantes.
- (2) Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil., em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional das Sociedades, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações das Sociedades.
- (3) Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais acima referidas para que as mesmas estejam de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária e normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.
- (4) Conforme descrito na Nota 21, a Companhia não consignou nas demonstrações contábeis de 30 de junho de 2001, os efeitos da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia – MAE. A análise efetuada pela Administração da Companhia, considerando os diversos cenários em discussão no setor e a característica da CEMIG de empresa integrada (geradora, transmissora e distribuidora), indica que esses efeitos nas demonstrações contábeis de 30 de junho de 2001 não deverão ser relevantes.
- (5) Como descrito na Nota 15 às Informações Trimestrais, a CEMIG antecipou a adoção para 1º de janeiro de 2001, as novas normas de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, em conformidade a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000.

Belo Horizonte, 31 de julho de 2001.

ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC2SP000123/S-MG

Taiki Hirashima

Sócio-Diretor Responsável

Contador - CRC-SP-056.180 “S”MG

ANEXO IX

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (SET/2001) - ITR



O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

1.1 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00245-3	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. ENERG. MINAS GERAIS - CEMIG	3 - CNPJ 17.155.730/0001-64	4 - NIRE 57336
---------------------------	--	--------------------------------	-------------------

1.2 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES						2 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO		
3 - CEP 30123-970	4 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE					5 - UF MG		
6 - DDD 31	7 - TELEFONE 3349-2111	8 - TELEFONE 3299-4903	9 - TELEFONE -	10 - TELEX 311124	11 - DDD 31	12 - FAX 3299-4691	13 - FAX 3299-3864	14 - FAX -
15 - E-MAIL mail@cemig.com.br								

1.3 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME CRISTIANO CORREA DE BARROS				2 - ENDEREÇO COMPLETO AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES				
3 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			4 - CEP 30123-970		5 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE			6 - UF MG
7 - DDD 31	8 - TELEFONE 3349-2111	9 - TELEFONE 3299-4903	10 - TELEFONE -		11 - TELEX 311124	12 - DDD 31	13 - FAX 3299-4691	
14 - FAX 3299-3864		15 - FAX -		16 - E-MAIL mail@cemig.com.br				

1.4 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2001	31/12/2001	3	01/07/2001	30/09/2001	2	01/04/2001	30/06/2001
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C		10 - CÓDIGO CVM 00283-6		11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO JOSÉ CARLOS AMADI		12 - CPF DO RESP. TÉCNICO 060.494.668-66	

1.5 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/09/2001	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 30/06/2001	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/09/2000
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	69.495.478	69.495.478	69.495.478
2 - PREFERENCIAIS	89.504.020	89.504.020	89.504.020
3 - TOTAL	158.999.498	158.999.498	158.999.498
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	67.784	67.784	67.784
6 - TOTAL	67.784	67.784	67.784

1.6 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL INDUSTRIAL, COMERCIAL E OUTRAS	6 - TIPO DE CONSOLIDADO TOTAL
7 - TIPO DE RELATÓRIO DOS AUDITORES COM RESSALVA	

1.7 - SOCIEDADES NÃO INCLuíDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

1.8 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
1	RCA	14/04/2000	Juros Sobre Capital Próprio	28/09/2001	ON	0,0005662809
2	RCA	14/04/2000	Juros Sobre Capital Próprio	28/09/2001	PN	0,0005662809
3	RCA	29/06/2000	Juros Sobre Capital Próprio	28/09/2001	ON	0,0006103250
4	RCA	29/06/2000	Juros Sobre Capital Próprio	28/09/2001	PN	0,0006103250

1.9 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (REAIS MIL)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (REAIS MIL)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (MIL)	7 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (REAIS)
----------	-----------------------	---	------------------------------------	-------------------------	--	--------------------------------------

1.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 01/11/2001	2 - ASSINATURA					
------------------------	----------------	--	--	--	--	--

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>
1	Ativo Total	12.918.804	12.954.667
1.01	Ativo Circulante	1.297.621	1.564.327
1.01.01	Disponibilidades	484.564	580.697
1.01.01.01	Numerário Disponível	59.136	121.636
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	425.428	459.061
1.01.02	Créditos	801.457	969.661
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	571.039	732.983
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	21.672	18.589
1.01.02.03	Trib. e Contrib. Sociais Compensáveis	168.843	194.092
1.01.02.04	Prov.p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(59.989)	(55.661)
1.01.02.05	Outros Créditos	99.892	79.658
1.01.03	Estoques	10.562	12.474
1.01.03.01	Almoxarifado	10.562	12.474
1.01.04	Outros	1.038	1.495
1.01.04.01	Serviços em Curso	469	529
1.01.04.02	Despesas Pagas Antecipadamente	569	966
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.277.367	2.023.665
1.02.01	Créditos Diversos	2.277.367	2.023.665
1.02.01.01	Contrato de Cessão de Crédito	1.425.169	1.338.258
1.02.01.02	Créditos Tributários	592.754	502.943
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	83.417	75.205
1.02.01.04	Estudos e Projetos Reembolsáveis	25.999	25.999
1.02.01.05	Racionamento-Bônus e Custos de Adaptação	58.234	-
1.02.01.06	Incentivos Fiscais, Depósitos e outros	91.794	81.260
1.03	Ativo Permanente	9.343.816	9.366.675
1.03.01	Investimentos	380.583	312.357
1.03.01.01	Participações em Coligadas	63.297	63.607
1.03.01.01.01	Empresa de Infovias S.A.	63.297	63.607
1.03.01.02	Participações em Controladas	238.530	233.080
1.03.01.02.01	Cia. de Gás de Minas Gerais - GASMIG	57.836	55.788
1.03.01.02.02	Usina Térmica Ipatinga S.A.	85.272	84.979
1.03.01.02.03	Sá Carvalho S.A.	95.422	92.313
1.03.01.03	Outros Investimentos	78.756	15.670
1.03.01.03.01	Participações Societárias Permanentes	1.706	2.860
1.03.01.03.02	Outros Investimentos	77.050	12.810
1.03.02	Imobilizado	8.961.015	9.051.847
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	13.186.501	13.111.769
1.03.02.02	Depreciação e Amortização Acumulada	(4.799.742)	(4.689.502)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	574.256	629.580
1.03.03	Diferido	2.218	2.471
1.03.03.01	Outras Despesas Diferidas	7.629	7.629
1.03.03.02	Amortização Acumulada	(5.411)	(5.158)

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/09/2001	30/06/2001
2	Passivo Total	12.918.804	12.954.667
2.01	Passivo Circulante	1.967.698	2.020.995
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	779.147	677.383
2.01.03	Fornecedores	298.405	296.048
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	164.810	176.669
2.01.04.01	Encargos Sociais	30.108	30.464
2.01.04.02	Tributos e Contrib.Sociais	134.702	146.205
2.01.05	Dividendos a Pagar	3.687	173.125
2.01.06	Provisões	198.848	195.354
2.01.06.01	Obrig.Estimadas-Vinc.à Folha de Pagto	84.390	79.841
2.01.06.02	Obrigações Estimadas-Encargos Sociais	22.127	19.297
2.01.06.03	Obrigações Estimadas-Outras	587	587
2.01.06.04	Encargos do Consumidor a Recolher	70.710	78.450
2.01.06.05	Folha de Pagamento	6.025	6.230
2.01.06.06	Participação nos Lucros	15.009	10.949
2.01.08	Outros	522.801	502.416
2.01.08.01	Venda Antecipada de Energia Elétrica	68.204	74.309
2.01.08.02	Provisões para Contingências	148.988	141.769
2.01.08.03	Obrigações Pós-emprego	144.945	140.735
2.01.08.04	Outras Obrigações	160.664	145.603
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	4.500.246	4.274.039
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.369.166	1.212.683
2.02.01.01	No País	413.647	410.913
2.02.01.02	No Exterior	955.519	801.770
2.02.05	Outros	3.131.080	3.061.356
2.02.05.01	Obrigações Especiais	1.378.022	1.354.657
2.02.05.02	Obrigações Pós-emprego	1.707.923	1.695.851
2.02.05.03	Imposto de Renda Diferido	7.266	8.014
2.02.05.04	Outras Obrigações	13.892	2.834
2.02.05.05	Racionamento - Sobretaxa	23.977	-
2.05	Patrimônio Líquido	6.450.860	6.659.633
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995
2.05.01.01	Capital Social Integralizado	1.589.995	1.589.995
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.141.865
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
2.05.02.02	Doações e Subv. para Investimentos	2.721.560	2.721.560
2.05.02.03	Remun.das Imob. em Curso Capital Próprio	1.325.078	1.325.078
2.05.02.04	Rec.Destinado a Aumento de Capital	27.123	27.123
2.05.02.05	Correção Monetária do Capital	6	6
2.05.02.06	Ações em Tesouraria	(1.132)	(1.132)
2.05.04	Reservas de Lucro	888.651	888.651
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	484.091
2.05.04.05	Retenção de Lucros	161.535	161.535
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	148.855	148.855
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	(169.651)	39.122

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/07/2001</u> <u>a 30/09/2001</u>	<u>01/01/2001</u> <u>a 30/09/2001</u>	<u>01/07/2000</u> <u>a 30/09/2000</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 30/09/2000</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.074.578	3.631.489	1.299.490	3.498.099
3.02	Deduções da Receita Bruta	(275.406)	(952.860)	(328.171)	(901.626)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	799.172	2.678.629	971.319	2.596.473
3.05	Resultado Bruto	799.172	2.678.629	971.319	2.596.473
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(1.072.262)	(2.891.568)	(786.683)	(2.323.443)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(795.356)	(2.330.331)	(741.630)	(2.037.256)
3.06.02.01	Pessoal	(124.940)	(427.327)	(130.397)	(376.874)
3.06.02.02	Material	(13.812)	(46.951)	(16.756)	(48.698)
3.06.02.03	Serviço de Terceiros	(60.922)	(162.886)	(48.088)	(134.925)
3.06.02.04	Energia Comprada para Revenda	(302.924)	(815.005)	(233.209)	(601.774)
3.06.02.05	Depreciação / Amortização	(127.605)	(375.334)	(123.096)	(361.243)
3.06.02.06	Royalties	(6.918)	(27.671)	(10.542)	(27.866)
3.06.02.07	Provisões Operacionais	6.381	(16.215)	(11.290)	(18.906)
3.06.02.08	Arrendamentos e Aluguéis	(2.871)	(9.112)	(2.948)	(7.438)
3.06.02.09	Contribuição FORLUZ - Aposentados	-	-	(25.414)	(75.444)
3.06.02.10	Conta de Consumo de Combustível - C.C.C.	(88.268)	(244.527)	(75.267)	(205.077)
3.06.02.11	Encargos de Uso de Rede de Transmissão	(73.477)	(205.303)	(64.623)	(179.011)
3.06.03	Financeiras	(271.902)	(532.621)	(30.255)	(244.678)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	145.499	340.092	36.799	112.692
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(417.401)	(872.713)	(67.054)	(357.370)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	28.448	82.121	25.125	69.970
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(38.593)	(125.058)	(42.151)	(110.626)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	5.141	14.321	2.228	(853)
3.07	Resultado Operacional	(273.090)	(212.939)	184.636	273.030
3.08	Resultado Não Operacional	(35.064)	(61.546)	(19.325)	(42.116)
3.08.01	Receitas	11.316	16.715	4.211	8.136
3.08.02	Despesas	(46.380)	(78.261)	(23.536)	(50.252)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(308.154)	(274.485)	165.311	230.914
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	103.506	93.515	(55.152)	(82.952)
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.12.01	Participações	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.12.01.01	Empregados	(4.125)	(13.651)	(4.125)	(10.894)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	187.000
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(208.773)	(194.621)	106.034	324.068
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.714	158.931.714	158.931.714	158.931.714
	Lucro Por Ação	-	-	0,00067	0,00204
	Prejuízo Por Ação	(0,00131)	(0,00122)	-	-

4.1 – NOTAS EXPLICATIVAS (Em Milhares de Reais)**1. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS:**

As Informações Trimestrais foram elaboradas seguindo princípios, métodos e critérios contábeis uniformes em relação àqueles adotados no encerramento do último exercício social.

Para o 3º trimestre de 2000, a CEMIG não apresentou Demonstrações Contábeis Consolidadas, considerando que (i) as Demonstrações Contábeis da controlada Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG e da controlada em conjunto Empresa de INFOVIAS S.A. não provocavam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da CEMIG naquela data, e (ii) as controladas Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A. somente entraram em operação no quarto trimestre de 2000.

2. APLICAÇÕES FINANCEIRAS:

O saldo é composto como segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/09/2001	30/06/2001	30/09/2001	30/06/2001
Fundo de Investimento Financeiro (FIF)	26.542	32.872	3.870	500
Aplicação em Certificados de Depósito Bancário	354.136	313.295	331.176	299.234
Contas Vinculadas	90.382	159.327	90.382	159.327
	<u>471.060</u>	<u>505.494</u>	<u>425.428</u>	<u>459.061</u>

As contas vinculadas referem-se a recursos aplicados no mercado financeiro de forma a garantir a liquidação das obrigações futuras da CEMIG com empréstimos e financiamentos. Dessas aplicações financeiras, R\$ 33.281 estão atrelados à variação do dólar norte-americano.

3. CONSUMIDORES E REVENDEDORES:

Encontrava-se registrado, no trimestre anterior, o saldo de contas a receber de FURNAS – Centrais Elétricas S.A, referente à venda de energia de curto prazo nos períodos de setembro a dezembro de 1999 e janeiro a agosto de 2000, devido substancialmente ao atraso no início das operações da Usina Nuclear de Angra-II, no montante de R\$ 70.206 mil. Durante o ano, foram mantidas negociações com FURNAS para recebimento dos créditos, sendo que a CEMIG realizou a compensação parcial destes créditos com faturas a pagar à FURNAS referente a contratos iniciais no montante de R\$ 67.812. Está previsto o término das negociações ainda no exercício de 2001.

4. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA:

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída em montante considerado suficiente, pela administração, para cobrir possíveis perdas, tanto a curto quanto a longo prazo.

5. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS:

	Consolidado		Controladora	
	30/09/2001	30/06/2001	30/09/2001	30/06/2001
ICMS a Recuperar	18.232	15.186	16.665	13.576
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	159.994	185.824	151.590	179.911
Outros	588	605	588	605
	<u>178.814</u>	<u>201.615</u>	<u>168.843</u>	<u>194.092</u>

Os créditos de ICMS a recuperar estão sendo compensados pela CEMIG e suas Controladas, com o ICMS a pagar. Encontra-se registrado no Ativo Realizável a Longo Prazo - Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros da Controladora o montante de R\$ 18.843 referente a créditos de ICMS, cuja compensação está sendo discutida com o Estado de Minas Gerais.

Os créditos de Imposto Renda e Contribuição Social constituídos, substancialmente, em função dos ajustes e reprocessamentos de declarações de períodos fiscais passados, decorrentes da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, em conformidade a Deliberação CVM nº 371 (vide Nota Explicativa nº 15), pela controladora e estão sendo compensados com os recolhimentos de tributos e contribuições federais.

6. CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITO:

O saldo credor remanescente da Conta de Resultado a Compensar - CRC foi repassado ao Governo do Estado de Minas Gerais em 1995, através de um contrato de cessão de créditos, de acordo com a Lei nº 8.724/93, com amortização mensal em dezessete anos, a partir de 30 de junho de 1998, com juros de 6 por cento ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI. Esse crédito está garantido pelo Fundo de Participações dos Estados - FPE.

O saldo integral dos créditos cedidos, no montante de R\$ 1.425.169 encontra-se atualizado monetariamente até 30 de setembro de 2001.

Encontram-se em atraso as parcelas com vencimento de 01/04/99 a 01/12/99 e 01/03/00 a 01/09/01, totalizando R\$ 336.986, atualizados e incluindo acréscimos moratórios previstos contratualmente.

A Administração da CEMIG vem mantendo negociações com o Governo do Estado de Minas Gerais, objetivando o equacionamento das parcelas vencidas. O Governo do Estado de Minas Gerais, por sua vez, tem externado sua intenção de liquidar referidas parcelas até o final do mandato do atual Governo, bem como em regularizar o fluxo de pagamento das parcelas vincendas. A administração da Sociedade acredita no desfecho favorável desta questão, não esperando perdas na realização deste ativo.

7. CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS:

A CEMIG e suas Controladas possuem créditos tributários registrados no Ativo Realizável a Longo Prazo, de Imposto de Renda, constituídos à alíquota de 25 por cento e Contribuição Social, constituídos à alíquota de 9 por cento, conforme segue:

	Consolidado		Controladora	
	30/09/2001	30/06/2001	30/09/2001	30/06/2001
Créditos Tributários sobre-				
Prejuízo Fiscal/Base Negativa	342.020	249.917	340.792	248.945
Obrigações Pós-emprego	158.208	167.516	158.208	167.516
Provisão para Contingências	55.603	53.324	55.603	53.324
Provisão para Programa de Desligamento Voluntário	7.921	7.637	7.921	7.637
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	20.434	18.962	20.434	18.962
Provisão para Desvalorização em Relação ao Valor de				
Mercado - Títulos e Valores Mobiliários	4.587	2.849	4.587	2.849
Outros	5.269	3.768	5.209	3.710
	<u>594.042</u>	<u>503.973</u>	<u>592.754</u>	<u>502.943</u>

Os valores registrados como Prejuízo Fiscal/Base Negativa são decorrentes, substancialmente, do reconhecimento das obrigações a pagar à FORLUZ, em conformidade à Deliberação CVM nº 371 (vide Nota Explicativa nº 15).

8. INVESTIMENTOS:

	Controladora	
	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>
Em Sociedades Controladas-		
Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG	57.836	55.788
Usina Térmica Ipatinga S.A.	85.272	84.979
Sá Carvalho S.A.	<u>95.422</u>	<u>92.313</u>
	238.530	233.080
Em Sociedade Controlada em Conjunto -		
Empresa de Infovias S.A.	63.297	63.607
Outros Investimentos	<u>78.756</u>	<u>15.670</u>
	<u>380.583</u>	<u>312.357</u>

As principais informações sobre as Companhias investidas são como se segue:

	Controladas			
	<u>Gasmig</u>	<u>UT Ipatinga</u>	<u>Sá Carvalho</u>	<u>Infovias</u>
Participação da CEMIG (%)	95,12	100,00	100,00	49,44
Capital Social Integralizado	34.940	84.585	86.833	131.720
Patrimônio Líquido	60.339	85.272	95.422	126.898
Lucro (prejuízo) do Período findo em 30/09/2001	8.314	684	8.291	(4.822)

Está registrado em outros investimentos o montante de R\$ 61.998, referente ao valor de mercado das Usinas Hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais e Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina oriundas do Ativo Imobilizado da CEMIG. Essas usinas serão transferidas, como integralização de capital, para uma subsidiária a ser criada pela CEMIG com o propósito de controlar ativos específicos e investimentos. Essa transferência somente ocorrerá após aprovação pela ANEEL.

9. IMOBILIZADO:

A depreciação do Ativo Imobilizado em Serviço da Controladora é calculada mediante a aplicação das seguintes taxas anuais, adotadas especificamente para empresas concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica: de 2 a 8,3 por cento para bens vinculados à Geração, Transmissão e Distribuição, 10 por cento para Móveis e Utensílios e 20 por cento para Veículos.

10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS:

A composição dos empréstimos e financiamentos a curto e longo prazos é como segue:

	Consolidado		Controladora	
	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>
Em Moeda Estrangeira	1.671.438	1.408.740	1.616.406	1.363.158
Em Moeda Nacional	484.088	483.399	484.088	483.399
Encargos	<u>47.819</u>	<u>44.461</u>	<u>47.819</u>	<u>43.509</u>
	2.203.345	1.936.600	2.148.313	1.890.066
Curto Prazo	<u>789.969</u>	<u>677.383</u>	<u>779.147</u>	<u>677.383</u>
Longo Prazo	<u>1.413.376</u>	<u>1.259.217</u>	<u>1.369.166</u>	<u>1.212.683</u>

Sobre os empréstimos e financiamentos incidem juros que variam, substancialmente, entre 4 por cento e 11,09 por cento ao ano.

O percentual de participação das moedas e indexadores incidentes sobre os empréstimos e financiamentos da Controladora em 30 de setembro de 2001, é como segue:

<u>Moeda Estrangeira</u>		<u>Moeda Nacional</u>	
<u>Moeda</u>	<u>%</u>	<u>Indexador</u>	<u>%</u>
US\$	94,67	IGP-M	44,14
Unid. Conta	2,92	FINEL	37,36
DM	1,54	Outros	18,50
Outros	0,87		

As principais moedas e indexadores utilizados para correção dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações no trimestre findo em 30 de setembro de 2001:

<u>Moeda / indexador</u>	<u>Variação %</u>
US\$	15,90
Unid. Conta	19,57
DM	24,05
IGP-M	3,20
FINEL	0,64

Eurobônus - No exercício de 1996, a CEMIG efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de *fixed rates notes*, no montante de US\$ 150 milhões, sujeitos a encargos de 9,12% por ano, com vencimento previsto para 18 de novembro de 2004. Esses títulos possuem cláusula determinando a possibilidade de resgate antecipado em 18 de novembro de 2001, seja por opção da CEMIG ou dos credores, correspondendo a 98,704% do principal. Estes títulos estão registrados no curto prazo, uma vez que a Companhia acredita que parte substancial deste montante será resgatada pelos investidores em 18 de novembro de 2001.

Emissão de Debêntures - O Conselho de Administração da CEMIG, em reunião realizada no dia 05 de setembro de 2001, aprovou a emissão de R\$ 625 milhões em debêntures simples, em duas séries de R\$ 312,5 milhões, não conversíveis em ações, sem preferência e nem garantia. Os recursos serão aplicados em obras de geração, transmissão e subtransmissão, inclusas no programa de investimentos de 2001 e 2002 da Companhia. A CEMIG espera emitir tais debêntures em novembro de 2001.

11. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS:

As provisões para contingências são determinadas com base em análise individual das ações judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias pleiteadas, conforme informações do Departamento Jurídico da CEMIG.

A Administração considera o montante provisionado suficiente para cobrir as perdas potenciais com as ações em curso. A respectiva composição é como segue:

	<u>Consolidado e Controladora</u>	
	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>
Trabalhistas	49.133	44.421
Cíveis - Consumidores	71.999	70.766
Cíveis - Outras	23.650	22.417
Outras	4.206	4.165
	<u>148.988</u>	<u>141.769</u>

(a) Trabalhistas

As contingências trabalhistas referem-se substancialmente a questionamentos de horas extras e adicional de periculosidade.

(b) Cíveis – Consumidores

Os valores provisionados de Contingências Cíveis – Consumidores referem-se a questionamento judicial por consumidores da classe industrial sobre o reajuste tarifário ocorrido em 1986, advindo da Portaria 045/86 do DNAEE.

12. PROGRAMA DE DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO - PDV:

O Programa de Desligamento Voluntário - PDV, implementado pela CEMIG no período entre 12 de março a 02 de abril de 2001, e posteriormente prorrogado, no período entre 03 a 11 de maio de 2001, contou com a adesão de 580 empregados.

Os incentivos para os empregados que aderiram ao PDV foram de 60 por cento da remuneração base mensal para cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos. Adicionalmente, a CEMIG pagará integralmente os custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado. Os custos com o PDV, no montante estimado de R\$ 32.541, foram consignados no resultado do exercício, sendo que o desligamento dos empregados, iniciado em 02 de maio de 2001, estará concluído até o mês de março de 2002.

Em 30 de setembro de 2001, o saldo remanescente da respectiva provisão é de R\$ 11.804, incluída na conta de Obrig. Estimadas – Vinc. à Folha de Pagamento.

13. Outras Obrigações - Curto Prazo:

	Consolidado		Controladora	
	30/09/2001	30/06/2001	30/09/2001	30/06/2001
Finsocial	14.741	14.741	14.741	14.741
Contribuição Social sobre Correção Monetária Complementar	65.423	62.599	65.423	62.599
Juros Empréstimo Compulsório ELETROBRÁS	17.832	5.912	17.832	5.912
Taxa de Iluminação Pública	14.392	19.541	14.392	19.541
Contribuição à FORLUZ	11.849	7.495	11.849	7.495
Outros	36.520	35.408	36.427	35.315
	<u>160.757</u>	<u>145.696</u>	<u>160.664</u>	<u>145.603</u>

14. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS:

	Consolidado e Controladora	
	30/09/2001	30/06/2001
Contribuições do Consumidor	1.367.369	1.344.008
Participações da União	7.135	7.135
Outros	3.518	3.514
	<u>1.378.022</u>	<u>1.354.657</u>

As obrigações especiais referem-se a contribuições de consumidores destinadas à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, sendo que tais empreendimentos encontram-se registrados no Ativo Imobilizado.

Em virtude de sua natureza, a eventual liquidação destas obrigações depende de disposição do Poder Concedente. Desta forma, as mesmas não devem ser consideradas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros.

15. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO:

A CEMIG, desde 1973, é patrocinadora da Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes, bem como aos seus dependentes e beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A FORLUZ disponibiliza a seus associados os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários - Plano de contribuição definida para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo. A contribuição da CEMIG é paritária às contribuições básicas mensais dos associados, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários - Inclui todos os participantes suplementados que optaram por este plano e os saldos, na data de opção, dos participantes ativos que optaram pela migração do Plano de Benefício Definido para o Plano Misto, descrito anteriormente.

Plano de Benefício Definido - Plano de benefícios adotado pela FORLUZ até 1998, onde é realizada a complementação do salário real médio dos últimos anos de atividade do empregado na CEMIG em relação ao valor do benefício da Previdência Social Oficial.

A CEMIG mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela FORLUZ, pagamento de parte do prêmio de seguros de vida e plano de saúde para os aposentados.

A CEMIG, em conformidade à Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, efetuou o reconhecimento do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, na data efetiva de 1º de janeiro de 2001. Os ajustes no passivo atuarial, líquidos de imposto de renda e contribuição social foram reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido com o título de "Ajuste de Exercícios Anteriores".

Os efeitos decorrentes desse reconhecimento, em 01 de janeiro de 2001 foram os seguintes:

ATIVO

Circulante

Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis 160.804

Realizável a Longo Prazo

Créditos Tributários 416.928
577.732

PASSIVO

Circulante

Tributos e Contribuições Sociais (49.206)

Entidade de Previdência Privada - Dívida 135.935
86.729

Exigível a Longo Prazo

Entidade de Previdência Privada - Dívida 1.187.335

Outras - Obrigações Pós-emprego 484.075

Outros - Imposto de Renda Diferido (8.080)

1.663.330

Patrimônio Líquido

Reserva de Lucro – Retenção de Lucros (1.172.327)

As movimentações ocorridas no passivo líquido no exercício de 2001 são as seguintes:

	Planos de pensão e suplementação de aposentadoria	Outros benefícios pós-emprego
Passivo líquido de abertura em 01.01.2001	1.396.824	410.521
Despesa líquida reconhecida na Demonstração do Resultado	107.241	43.554
Contribuições pagas	<u>(101.950)</u>	<u>(3.322)</u>
Passivo líquido em 30/09/2001	<u><u>1.402.115</u></u>	<u><u>450.753</u></u>

O método de contabilização das despesas com benefícios pós-emprego anteriormente adotado pela CEMIG considerava como débito a resultado as contribuições efetivamente pagas à FORLUZ. Considerando os novos procedimentos adotados a partir de 1º de janeiro de 2001, foram reconhecidos no resultado, como despesas financeiras, os encargos incidentes sobre a dívida com a FORLUZ, no montante de R\$ 166.231, e receita de variação atuarial nas obrigações pós-emprego no montante de R\$ 15.436. O efeito adicional no resultado, decorrente da mudança de procedimento, foi um débito de R\$ 30.045, correspondendo a um acréscimo nas despesas de R\$ 45.523 e créditos fiscais de R\$ 15.478.

Parte das insuficiências nas reservas atuariais da FORLUZ, no montante de R\$ 1.387.550 em 30 de setembro de 2001, foi reconhecida como obrigações a pagar pela CEMIG e estão sendo amortizadas até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (tabela price), reajustadas anualmente de acordo com a variação do Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e juros de 6 por cento ao ano. Os encargos financeiros da dívida estão consignados no resultado do exercício como despesas financeiras, conforme mencionado no parágrafo anterior.

Compõem adicionalmente as obrigações com plano de pensão e suplementação de aposentadorias o montante de R\$ 14.565 referente à insuficiência nas reservas atuariais da FORLUZ.

16. PATRIMÔNIO LÍQUIDO:

Mutação do Patrimônio Líquido:

Saldo em 31/12/2000	7.817.533
Lucro no 1º Semestre	14.152
Reversão de Dividendos	275
Ajuste de Exercícios Anteriores	(1.172.327)
Saldo em 30/06/2001	6.659.633
Prejuízo no 3º Trimestre	(208.773)
Saldo em 30/09/2001	<u>6.450.860</u>

O Ajuste de Exercícios Anteriores refere-se à mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde e respectivos efeitos fiscais, em conformidade à Deliberação CVM nº 371, na data efetiva de 1º de janeiro de 2001 (vide Nota Explicativa nº 15).

Em setembro de 1999, o Governo do Estado de Minas Gerais impetrou ação anulatória, com pedido de tutela antecipada contra o acordo de acionistas celebrado em 1997 com a Southern Electric Brasil Participações Ltda. Em 07 de agosto de 2001, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais, através da sua 1ª Câmara Civil, sentenciou como nulo o referido acordo de acionistas. A Southern Electric Brasil Participações Ltda. recorreu da referida decisão.

17. RECEITA LÍQUIDA DE VENDA E/OU SERVIÇOS:

	Consolidado	
	MWh	Receita
	01 a 09/2001	01 a 09/2001
Fornec. de Energia Elétrica:		
Residencial	5.099.463	1.253.810
Industrial	16.416.361	1.383.796
Comércio, Serviços e Outras Atividades	2.532.111	512.140
Rural	1.234.615	157.673
Poder Público	366.856	70.241
Iluminação Pública	656.752	82.415
Serviço Público	708.673	82.355
Suprimento	487.046	55.503
Receita de Uso de Rede de Transmissão		114.219
Fornecimento Bruto de Gás		72.030
Prestação de Serviços TV a Cabo		633
	<u>27.501.877</u>	<u>3.784.815</u>
Fornecimento não Faturado		159.765
Reversão Fornecimento não Faturado Exerc. Anterior		(214.911)
		<u>3.729.669</u>
Deduções da Receita Bruta:		
RGR		(77.447)
ICMS		(746.927)
COFINS		(111.945)
PASEP		(24.250)
ISS		(195)
Outros		(9)
		<u>(960.773)</u>
	<u>27.501.877</u>	<u>2.768.896</u>

	Controladora			
	MWh		Receita	
	01 a 09/2001	01 a 09/2000	01 a 09/2001	01 a 09/2000
Fornec. de Energia Elétrica:				
Residencial	5.099.463	5.652.718	1.253.810	1.198.546
Industrial	15.947.339	16.534.470	1.358.279	1.218.295
Comércio, Serviços e Outras Atividades	2.532.111	2.645.261	512.140	460.413
Rural	1.234.615	1.228.355	157.673	137.601
Poder Público	366.856	399.058	70.241	65.877
Iluminação Pública	656.752	706.266	82.415	76.826
Serviço Público	708.673	693.103	82.355	69.497
Suprimento	487.046	4.143.969	55.503	127.377
Receita de Uso de Rede de Transmissão			114.219	104.352
	<u>27.032.855</u>	<u>32.003.200</u>	<u>3.686.635</u>	<u>3.458.784</u>
Fornecimento não Faturado			159.765	187.978
Reversão Fornecimento não Faturado Exerc. Anterior			(214.911)	(148.663)
			<u>3.631.489</u>	<u>3.498.099</u>
Deduções da Receita Bruta:				
RGR			(77.021)	(76.370)
ICMS			(743.095)	(697.580)
COFINS			(108.945)	(104.775)
PASEP			(23.604)	(22.725)
ISS			(195)	(176)
			<u>(952.860)</u>	<u>(901.626)</u>
	<u>27.032.855</u>	<u>32.003.200</u>	<u>2.678.629</u>	<u>2.596.473</u>

18. RESULTADO FINANCEIRO:

A Companhia optou pela não aplicação da Deliberação CVM nº404/01 de 27 de setembro de 2001, que permitia o diferimento das perdas cambiais e posterior amortização por um período máximo de 4 anos. Os efeitos decorrentes da desvalorização do real em relação às moedas estrangeiras no exercício de 2001 estão integralmente reconhecidos no resultado do exercício.

	Consolidado	Controladora	
	01 a 09/2001	01 a 09/2001	01 a 09/2000
RECEITAS FINANCEIRAS			
Contrato CRC/Estado – Juros contratuais	46.305	46.305	46.777
Contrato CRC/Estado – Juros de mora	38.691	38.691	12.415
Contrato CRC/Estado – Var. Monetária	101.286	101.286	-
Acréscimo Moratório Contas Energia Elétrica	34.373	34.373	21.846
Renda de Aplicação Financeira	62.506	57.962	27.467
Renegociação dívida c/ consumidor industrial	11.924	11.924	-
Juros e V. Monetária sobre créditos fiscais	16.688	16.688	-
Variações Cambiais	25.971	25.971	1.985
Outras	6.912	6.892	2.202
	<u>344.656</u>	<u>340.092</u>	<u>112.692</u>
DESPESAS FINANCEIRAS			
Juros sobre o Capital Próprio	-	-	(187.000)
Encargos de empréstimos e financiamentos	(136.880)	(136.880)	(106.139)
Encargos de dívida com a FORLUZ	(59.333)	(59.333)	-
Variação Monetária de dívida com a FORLUZ	(106.898)	(106.898)	-
Juros e Multas sobre Tributos	(10.582)	(10.582)	(14.971)
Variações Monetárias Passivas – Empréstimos e Financiamentos	(17.013)	(17.013)	(16.957)
CPMF	(16.850)	(16.291)	(9.928)
Provisão para Desvalorização de Títulos e Valores Mobiliários	(3.401)	(3.401)	16.954
Variações Cambiais	(510.474)	(508.460)	(29.754)
Outras	(14.725)	(13.855)	(9.575)
	<u>(876.156)</u>	<u>(872.713)</u>	<u>(357.370)</u>
	<u>(531.500)</u>	<u>(532.621)</u>	<u>(244.678)</u>

19. PRINCIPAIS TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS:

	<u>Governo do Estado de MG</u>	<u>Eletrobrás</u>	<u>FORLUZ</u>
ATIVO			
Circulante			
Consumidores e Revendedores	9.126	-	-
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis – ICMS a Recuperar	16.665	-	-
Outros Créditos- Adiantamento para Seguro de Vida em Grupo			16.841
Realizável a Longo Prazo			
Contrato de Cessão de Créditos	1.425.169	-	-
Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros ICMS a Recuperar	35.193	-	-
PASSIVO			
Circulante			
Tributos e Contribuições Sociais - ICMS a Pagar	87.587	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	64.468	-
Obrigações Pós-emprego	-	-	144.945
Outras Obrigações- Repasse de Contribuições	-	-	11.849
Exigível a Longo Prazo			
Empréstimos e Financiamentos	-	325.107	-
Obrigações Pós-emprego	-	-	1.707.923
RESULTADO			
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	15.799	-	-
Deduções da Receita Bruta - ICMS	(743.095)	-	-
Crédito com Obrigações Pós-emprego	-	-	15.436
Receitas Financeiras- Juros, Acréscimos Moratórios e Variação Monetária - Contrato de Cessão de Crédito	186.282	-	-
Despesas Financeiras- Encargos Financeiros e Variação Monetária – Dívida com FORLUZ	-	-	(166.231)
Juros e Atualização Monetária- Empréstimos e Financiamentos	-	(47.857)	-

Os financiamentos obtidos junto à ELETROBRÁS têm atualização monetária e juros anuais de 5 a 10 por cento.

As operações com partes relacionadas são realizadas em condições consideradas pela Administração como normais de mercado.

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS:

- a) As operações em “SWAP” consolidadas, com troca de taxas pré-fixadas por pós-fixadas nas aplicações financeiras, estão registradas contabilmente por R\$ 29.150 e correspondem ao valor aproximado de mercado das transações.
- b) O valor presente em 30 de setembro de 2001 do Contrato de Cessão de Crédito registrado em conta de ativo pela controladora, calculado de acordo com o Artigo 3º da Instrução CVM nº 235, de 23 de março de 1995, com base no fluxo de caixa descontado, considerando a taxa de desconto de 12 por cento ao ano, é de R\$ 1.132.777.
- c) A CEMIG possui Notas do Tesouro Nacional (NTN-A3), adquiridas junto ao Governo do Estado de Minas Gerais, com vencimento em 15 de abril de 2024, corrigidas pela variação cambial do dólar norte-americano e juros de 5,50 por cento ao ano (até 14/04/1998), 5,75 por cento ao ano (a partir de 15/04/1998 até 14/04/2000) e 6,00 por cento ao ano (a partir de 15/04/2000 até o vencimento) sobre o valor nominal atualizado.

	30/09/2001
Valor de Face	<u>161.510</u>
Valor de Aquisição Atualizado	96.906
(-) Provisão para Desvalorização	<u>(13.489)</u>
Valor de Mercado	<u>83.417</u>

Esses títulos encontram-se contabilizados pelo valor de mercado, na rubrica “Títulos e Valores Mobiliários”, no Ativo Realizável a Longo Prazo. O valor de mercado desses títulos foi determinado de acordo com a cotação da Andima.

A Companhia e suas Controladas utilizam instrumentos financeiros, sendo que todas as operações estão integralmente contabilizadas e são restritas a aplicações financeiras e contas a receber. A Companhia e suas Controladas mantém políticas e estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança, bem como possui procedimentos de monitoramento dos saldos, e tem operado com bancos que atendem a requisitos de solidez financeira e confiabilidade, segundo critérios gerenciais definidos. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado.

21. CONTABILIZAÇÃO DA ENERGIA COMERCIALIZADA NO MAE

O Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – COMAE (“COMAE”), estabeleceu um cronograma para conclusão e divulgação da comercialização de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE (“ASMAE”), conforme segue:

<u>Período da comercialização</u>	<u>Conclusão e divulgação</u>
Setembro/2000 a abril/2001	Até o dia 15 de outubro de 2001
Maior/2001 e junho/2001	Até o dia 31 de outubro de 2001
Julho/2001 e agosto/2001	Até o dia 15 de novembro de 2001
Setembro/2001 e outubro/2001	Até o dia 30 de novembro de 2001
Novembro/2001	Até o dia 31 de dezembro de 2001

Com base nas informações divulgadas pela ASMAE, no dia 15 de outubro de 2001, a CEMIG procedeu ao registro contábil da energia comercializada no mercado atacadista, referente ao período de setembro de 2000 à abril de 2001, excluindo os valores relacionados aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS no montante de R\$ 57. A CEMIG considera que o sistema operacional de cobrança dos Encargos de Serviço do Sistema está em desacordo com as regras de mercado válidas à época da entrega da energia e interpôs uma notificação extrajudicial, no dia 26 de outubro de 2001, junto à ASMAE e ao COMAE, visando à suspensão da contabilização e liquidação dos referidos encargos.

Conforme informações divulgadas pela ASMAE, o efeito líquido devedor no resultado do exercício de 2001, excluindo-se os Encargos de Serviços do Sistema, decorrente do registro das operações no MAE de setembro/2000 a abril de 2001, representou o montante devedor líquido de R\$ 9.855, conforme demonstrado abaixo:

- a) De 1º de setembro a 31 de dezembro de 2000 - a CEMIG registrou uma receita de R\$ 26.208, sendo que havia sido provisionada uma receita no exercício de 2000 no montante de R\$ 38.269, conforme demonstrativo específico da ANEEL de 05 de março de 2001, gerando um ajuste devedor no resultado do exercício de 2001 no montante de R\$ 12.061.
- b) De 1º de janeiro a 30 de abril de 2001 – A CEMIG registrou uma receita de R\$ 2.206 reconhecida no resultado desse exercício.

A CEMIG não registrou a energia transacionada no MAE de 01 de maio a 30 de setembro de 2001. A CEMIG considera não ter informações suficientes para mensurar, em bases confiáveis, o resultado das operações no MAE no período, considerando as incertezas relacionadas ao tratamento a ser dado aos contratos iniciais, bem como a aplicação das regras de mercado, para determinação dos valores a serem utilizados para comercialização de energia durante o período de racionamento. Os registros deverão ser efetuados quando da divulgação das informações pela ASMAE, conforme cronograma acima mencionado.

Adicionalmente, deve ser considerado que o cronograma de divulgação da energia comercializada no MAE poderá ser revisado em decorrência de liminar impetrada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS na 16ª Vara Federal do Distrito Federal, em 31 de outubro de 2001, suspendendo a divulgação dos valores de compra e venda de energia. A ELETROBRÁS questiona a comercialização da energia elétrica excedente da produção da Usina Hidrelétrica de Itaipu no MAE e a conseqüente contabilização e liquidação do referido excedente em favor das empresas concessionárias e distribuidoras.

22. DESVERTICALIZAÇÃO

O contrato de concessão estabeleceu que a CEMIG deveria passar por uma reestruturação societária, até 31 de dezembro de 2000, com a criação de empresas juridicamente independentes, obrigando o acionista controlador e o sócio estratégico a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais.

O processo de desverticalização não foi concluído no prazo mencionado e, como conseqüência, a ANEEL multou a CEMIG em R\$ 3.780, por meio do Auto de Infração 004/2001 – SFF de 16 de fevereiro de 2001. Essa multa não foi paga e não foi constituída a respectiva provisão em 30 de setembro de 2001, em função do Departamento Jurídico considerar como provável o êxito da CEMIG, em caso de pleito judicial.

O Governo do Estado de Minas Gerais, por considerar que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado, enviou um projeto de lei, em 02 de março de 2001, propondo a divisão da CEMIG em três empresas distintas de geração, transmissão e distribuição de energia, subsidiárias integrais de uma holding. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

A CEMIG solicitou formalmente que a ANEEL conceda um prazo adicional para a implementação da reestruturação societária prevista nos seus contratos de concessão. Em 20 de setembro de 2001 a ANEEL deferiu o pedido da CEMIG, concedendo prazo adicional até o dia 21 de setembro de 2002, para que seja concluído o processo de reorganização societária. Em 31 de outubro de 2001 a ANEEL revogou a multa aplicada.

23. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, em vigor desde 1º de junho de 2001, devido ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas das regiões sudeste e nordeste do Brasil. O Plano de Racionamento tem como meta a redução de 20% no consumo de energia elétrica para consumidores de baixa tensão e uma redução de 15% a 25% no consumo para consumidores de média e alta tensão, em relação ao consumo médio ocorrido no período de maio a julho de 2000. A implementação do plano de racionamento mencionado impactou substancialmente o resultado da CEMIG em 2001 (vide maiores informações no comentário de desempenho).

Através da Medida Provisória nº 2.152-2, de 1º de junho de 2001, foram estabelecidos, para os consumidores residenciais com consumo inferior à meta individual de consumo, bônus financeiros limitados ao valor da conta de energia elétrica. Em contrapartida, foram estabelecidas, para todos os consumidores de energia elétrica, sobretaxas nas tarifas vigentes referente à parcela do consumo que exceder às metas fixadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia.

A ANEEL estabeleceu controles e contas contábeis específicas para o registro das operações decorrentes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, sendo os efeitos até 30 de setembro de 2001, demonstrados a seguir:

Ativo Realizável a Longo Prazo

- Bônus concedidos aos consumidores que tiveram consumo inferior a meta estabelecida pela Câmara de Gestão da Crise de Energia	48.602
- Custos de adaptação, excedentes aos 2,00% sobre a sobretaxa cobrada, previstos para implementação do plano de racionamento	<u>9.632</u>
	58.234

Exigível a Longo Prazo

- Sobretaxa nas tarifas em conta de consumidores que excederam a meta de consumo estabelecida pela Câmara de Gestão da Crise de Energia.	<u>23.977</u>
--	---------------

Desembolso Líquido

- Valor líquido dos bônus concedidos aos consumidores e custos incorridos pela Cemig, em excesso a sobretaxa nas tarifas	<u>34.257</u>
--	---------------

Conforme Medida Provisória - MP nº 4, de 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, efetuará o repasse às concessionárias de energia elétrica, após a fiscalização da ANEEL, dos recursos necessários à cobertura do bônus concedido aos consumidores em excesso à sobretaxa nas tarifas, sendo que os prazos e procedimentos para execução dos dispositivos da MP serão ainda estabelecidos pela Câmara de Gestão da Crise de Energia.

24. EVENTOS SUBSEQÜENTES

a) Autuação da Secretaria da Receita Federal

A Secretaria da Receita Federal, em 11 de outubro de 2001, emitiu um auto de infração em função dos créditos fiscais constituídos pela CEMIG em 2001, referente à mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego, no montante de R\$ 204.563. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG, amparada na opinião de seus consultores externos, considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados para a recuperação dos referidos créditos fiscais. A Cemig procederá, no prazo legal, a defesa do auto de infração junto à esfera administrativa da Secretaria da Receita Federal e manterá o registro das obrigações com benefícios pós-emprego em conformidade com as práticas contábeis recentemente adotadas no Brasil.

b) Emenda a Constituição Estadual nº 50

A Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais, através da emenda à Constituição nº 50, de 29 de outubro de 2001, alterou a redação do artigo 14 da Constituição do Estado de Minas Gerais, inserindo os parágrafos 15, 16 e 17, conforme transcrição 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.”

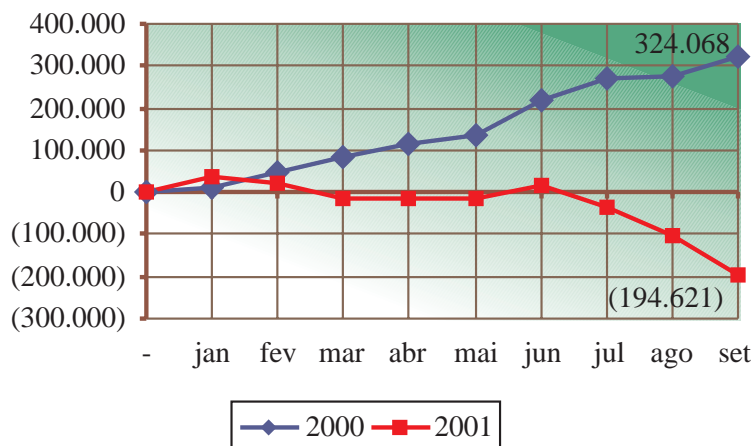
5.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

ANÁLISE DO RESULTADO DO EXERCÍCIO NO PERÍODO DE JANEIRO A SETEMBRO DE 2001 EM COMPARAÇÃO AO PERÍODO DE JANEIRO A SETEMBRO DE 2000

Lucro (prejuízo) Líquido

A Companhia apresentou, no período de janeiro a setembro de 2001, um prejuízo líquido de R\$ 194.621, representando perdas de R\$ 1,22 por lote de mil ações, em comparação ao lucro líquido de R\$ 324.068 apresentado no mesmo período do exercício anterior, representando ganhos de R\$ 2,04 por mil ações.

EVOLUÇÃO DO RESULTADO ACUMULADO



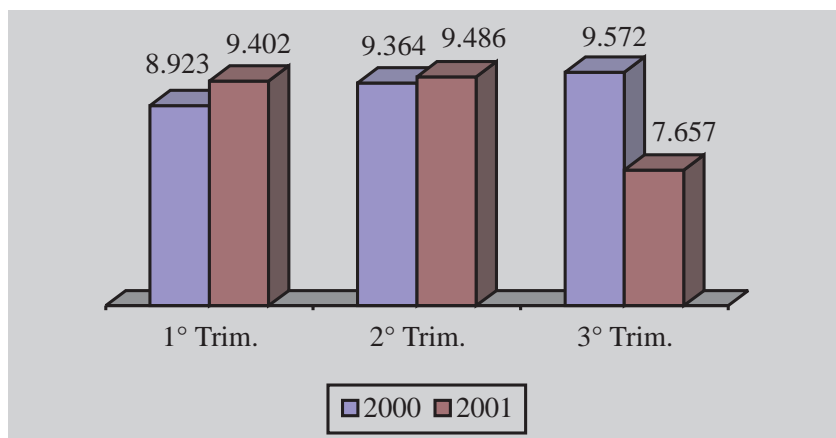
Receita Operacional

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica a consumidores finais apresentou um crescimento de 5,98% em relação ao mesmo período do exercício anterior em decorrência dos seguintes fatores:

- Reajuste nas tarifas de 11,83% em maio de 2000 (efeito integral no exercício de 2001);
- Reajuste nas tarifas de 16,50% a partir de 08 de abril de 2001;
- Redução de 4,71% no volume de energia vendida a consumidores finais.

O fornecimento de energia elétrica da CEMIG foi substancialmente reduzido em função dos impactos do racionamento de energia, implementado em 01 de junho de 2001, sendo verificadas variações distintas entre as classes de consumo. Comparando-se o período de janeiro a setembro de 2001 em relação ao mesmo período do ano anterior, as classes residencial, industrial e comercial apresentaram reduções de 9,79%, 3,55% e 4,28% respectivamente, sendo que, em contrapartida, a classe rural apresentou um crescimento de 0,51%.

GWH FATURADOS - CONSUMIDORES FINAIS



O 3º trimestre é historicamente o período de maior consumo para o sistema CEMIG, onde ocorre a máxima demanda de energia. Entretanto, conforme observamos na tabela abaixo, em comparação ao mesmo período do exercício anterior, o volume de energia vendido apresentou uma redução de 20,01%, refletindo as medidas do Plano de Racionamento e conseqüentemente, impactando de forma significativa o faturamento da Companhia.

Deve ser evidenciada a redução do consumo nas classes com maiores tarifas, residencial e comercial em índices superiores a meta de 20,00% estabelecida pela Câmara de Gestão da Crise.

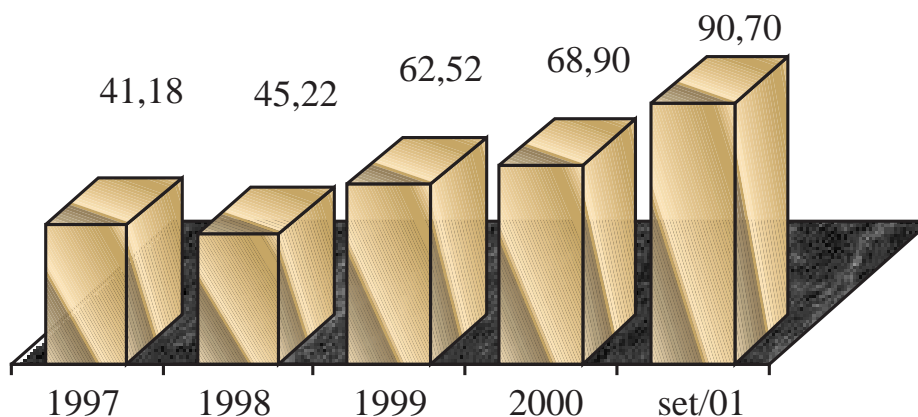
Classe de Consumo	MWh		
	setembro/2001	julho a setembro/2000	julho a Var. (%)
Industrial	4.716.949	5.718.825	(17,52)
Residencial	1.372.083	1.881.915	(27,09)
Comercial	637.265	857.879	(25,72)
Rural	427.705	507.354	(15,70)
Poder Público	96.677	134.180	(27,95)
Iluminação Pública	173.708	237.057	(26,72)
Serviço Público	232.944	235.056	(0,90)
	<u>7.657.332</u>	<u>9.572.266</u>	<u>(20,01)</u>

Despesa operacional

A despesa operacional, composta pelas despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais, aumentou 14,32% em relação ao mesmo período do exercício anterior, no montante de R\$ 307.507, decorrente substancialmente do crescimento nas despesas com energia comprada para revenda, Pessoal e Conta de Consumo de Combustível - CCC.

Adicionalmente, contribuiu substancialmente para o crescimento do custo operacional por MWh a redução no volume de energia elétrica fornecida em decorrência do Plano de Racionamento em vigor desde 01 de junho de 2001.

CUSTO OPERACIONAL / MWH



Despesa com Pessoal

Aumento de 13,39% nos gastos com pessoal decorrente basicamente dos reajustes de 5,40% e 6,15% nos salários ocorridos nos meses de julho e novembro de 2000, em conformidade aos acordos coletivos pactuados com os empregados, e provisão de R\$ 32.541 referente ao Programa de Desligamento Voluntário – PDV implementado pela CEMIG no 1º trimestre de 2001.

Com o reconhecimento pela CEMIG da dívida com a FORLUZ, as contribuições adicionais para redução de déficit atuarial passaram a ser registradas como amortização de obrigações, não impactando o resultado do exercício.

	<u>Setembro/2001</u>	<u>Setembro/2000</u>	<u>Var. (%)</u>
Remunerações e encargos	387.241	346.852	11,64
Despesas c/ Forluz			
- Contribuições normais	22.672	19.867	14,12
- Contribuições adicionais	-	15.580	-
Benefícios assistenciais	45.130	41.567	8,57
	455.043	423.866	7,36
Transferências para o custo de obras e outras contas patrimoniais	(60.257)	(46.992)	28,23
	394.786	376.874	4,75
Programa de Desligamento Voluntário	32.541	-	-
	<u>427.327</u>	<u>376.874</u>	<u>13,39</u>

Energia Comprada para revenda

O crescimento de 35,43% nos gastos com energia comprada para revenda, deve-se substancialmente ao reajuste de 8,00%, em janeiro de 2001, da tarifa em dólar e da desvalorização cambial acentuada ocorrida no exercício de 2001. Adicionalmente, contribuiu para o crescimento nos gastos o maior volume de energia adquirida através de contratos iniciais.

	<u>Setembro/2001</u>	<u>Setembro/2000</u>	<u>Var. (%)</u>
Energia Comprada - Itaipu	717.014	522.760	37,16
Cargas isoladas	2.547	2.296	10,93
Energia de curto prazo	-	17.755	-
Contratos iniciais / bilaterais	95.444	51.704	84,60
Energia excedente – Sobragi/Igarapava	-	7.259	-
	<u>815.005</u>	<u>601.774</u>	<u>35,43</u>

Serviços de terceiros

Evolução de 20,72% nos gastos com serviços de terceiros, destacando-se o crescimento nos gastos com leitura e entrega de contas/ agentes arrecadadores de contas de energia e operação e manutenção do “Call Center”.

Conta de Consumo de Combustível - CCC

Refere-se aos custos de operação das usinas térmicas dos sistemas interligado e isolado brasileiro rateados entre os concessionários de energia elétrica através de Resolução da ANEEL. O acréscimo na despesa, no montante de R\$ 39.450, decorre da maior operação das usinas térmicas no exercício, considerando o baixo nível dos reservatórios das regiões Nordeste e Sudeste.

Encargos de uso da rede de transmissão

Crescimento de R\$ 26.292 nos encargos de uso da rede em função, substancialmente, de reajustes de aproximadamente 14,50%, em julho de 2000 e 2001, na tarifa de transporte da rede básica de transmissão.

Despesa com contribuição Forluz - aposentados

Com o reconhecimento da dívida com a FORLUZ, as contribuições pagas para amortização das obrigações com aposentados passaram a ser reconhecidas como redução de dívida, não estando mais registradas na despesa operacional.

Receitas (Despesas) Financeiras

A composição das receitas e despesas financeiras está demonstrada na nota explicativa nº 18. Os principais fatores que impactaram o resultado financeiro estão relacionados a seguir:

- Aumento expressivo na despesa com variação cambial e encargos de dívidas em função da desvalorização acentuada, no exercício, do real em relação ao dólar americano, de aproximadamente 36,61% e outras moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira. Em comparação, no mesmo período do exercício anterior o real havia apresentado uma desvalorização de 3,06% em relação ao dólar americano.
- Apropriação de receita de variação monetária incidente sobre o contrato de cessão de créditos da CRC com o Governo do Estado de Minas Gerais no valor de R\$ 101.286. No exercício anterior o contrato somente foi atualizado no mês de dezembro.
- Crescimento de R\$ 26.276 nos juros de mora apropriados em função do maior número de parcelas em atraso do contrato de cessão de créditos da CRC com o Governo do Estado de Minas Gerais.
- Encargos financeiros no montante de R\$ 166.231 referente atualização monetária pelo IGP-DI e juros de 6,00% ao ano da dívida com FORLUZ reconhecida pela CEMIG em 01 de janeiro de 2001.
- Crescimento na receita com aplicações financeiras em função da maior disponibilidade de caixa no exercício atual.
- Acréscimo de R\$ 12.527 na receita com acréscimo moratório em contas de energia elétrica decorrente principalmente do recebimento de faturas em atraso de grandes consumidores inadimplentes.

Resultado não Operacional

O crescimento da despesa não operacional líquida decorre, substancialmente, do reconhecimento, como perda, da parcela não rentável do investimento realizado pela CEMIG na usina de Machado Mineiro, no montante de R\$ 32.969.

	<u>Setembro/2001</u>	<u>Setembro/2000</u>	<u>Var. (%)</u>
Prejuízo na desativação e alienação de bens	(32.746)	(11.131)	194,19
Forluz – Custeio Administrativo	(6.476)	(5.833)	11,02
Perdas em projetos e outras baixas	<u>(22.324)</u>	<u>(25.152)</u>	<u>(11,24)</u>
	<u>(61.546)</u>	<u>(42.116)</u>	<u>46,13</u>

Imposto de Renda e Contribuição Social

A CEMIG apurou créditos fiscais com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$ 93.515, representado 34,07% do lucro antes dos efeitos fiscais.

Participações dos empregados no Resultado

Os critérios e metas a serem atingidos, referentes a participação dos empregados no resultado do exercício de 2001 não foram ainda definidos, sendo a provisão estimada com base nos montantes pagos no exercício anterior.

6.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/09/2001	30/06/2001
1	Ativo Total	13.004.841	13.034.505
1.01	Ativo Circulante	1.359.021	1.625.567
1.01.01	Disponibilidades	530.562	628.698
1.01.01.01	Numerário Disponível	59.502	123.204
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	471.060	505.494
1.01.02	Créditos	816.859	980.500
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	577.975	738.961
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	21.672	18.589
1.01.02.03	Trib. e Contrib.Sociais Compensáveis	178.814	201.615
1.01.02.04	Prov. p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(59.989)	(55.661)
1.01.02.05	Outros Créditos	98.387	76.996
1.01.03	Estoques	10.562	14.874
1.01.03.01	Almoxarifado	10.562	14.874
1.01.04	Outros	1.038	1.495
1.01.04.01	Serviços em Curso	469	529
1.01.04.02	Despesas Pagas Antecipadamente	569	966
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.283.957	2.030.478
1.02.01	Créditos Diversos	2.283.957	2.030.478
1.02.01.01	Contrato de Cessão de Crédito	1.425.169	1.338.258
1.02.01.02	Créditos Tributários	594.042	503.973
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	83.417	75.205
1.02.01.04	Estudos e Projetos Reembolsáveis	25.999	25.999
1.02.01.05	Racionamento-Bônus e Custos de Adaptação	58.234	-
1.02.01.06	Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros	97.096	87.043
1.03	Ativo Permanente	9.361.863	9.378.460
1.03.01	Investimentos	84.603	21.368
1.03.01.03	Outros Investimentos	84.603	21.368
1.03.01.03.01	Participações Societárias Permanentes	1.706	2.860
1.03.01.03.02	Outros Investimentos	82.897	18.508
1.03.02	Imobilizado	9.267.419	9.346.783
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	13.400.298	13.325.335
1.03.02.02	Depreciação e Amortização Acumulada	(4.816.741)	(4.704.061)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	683.862	725.509
1.03.03	Diferido	9.841	10.309
1.03.03.01	Outras Despesas Diferidas	21.196	21.195
1.03.03.02	Amortização Acumulada	(11.355)	(10.886)

6.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>30/09/2001</u>	<u>30/06/2001</u>
2	Passivo Total	13.004.841	13.034.505
2.01	Passivo Circulante	2.006.112	2.051.096
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	789.969	677.383
2.01.03	Fornecedores	312.101	316.381
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	177.839	185.733
2.01.04.01	Encargos Sociais	30.539	30.521
2.01.04.02	Tributos e Contrib.Sociais	147.300	155.212
2.01.05	Dividendos a Pagar	3.841	173.279
2.01.06	Provisões	199.468	195.811
2.01.06.01	Obrigações Estimadas - Vinc.à Folha Pagto.	84.444	79.879
2.01.06.02	Obrigações Estimadas - Encargos Sociais	22.241	19.405
2.01.06.03	Obrigações Estimadas - Outras	587	587
2.01.06.04	Encargos do Consumidor a Recolher	71.144	78.742
2.01.06.05	Folha de Pagamento	6.043	6.249
2.01.06.06	Participações nos Lucros	15.009	10.949
2.01.08	Outros	522.894	502.509
2.01.08.01	Venda Antecipada de Energia Elétrica	68.204	74.309
2.01.08.02	Provisões para Contingências	148.988	141.769
2.01.08.03	Obrigações Pós-emprego	144.945	140.735
2.01.08.04	Outras Obrigações	160.757	145.696
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	4.545.096	4.321.118
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.413.376	1.259.217
2.02.01.01	No País	413.647	410.913
2.02.01.02	No Exterior	999.729	848.304
2.02.05	Outros	3.131.720	3.061.901
2.02.05.01	Obrigações Especiais	1.378.022	1.354.657
2.02.05.02	Obrigações Pós-emprego	1.707.923	1.695.851
2.02.05.03	Imposto de Renda Diferido	7.266	8.014
2.02.05.04	Outras Obrigações	14.532	3.379
2.02.05.05	Racionamento - Sobretaxa	23.977	-
2.04	Participações Minoritárias	2.773	2.658
2.05	Patrimônio Líquido	6.450.860	6.659.633
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995
2.05.01.01	Capital Social Integralizado	1.589.995	1.589.995
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.141.865
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
2.05.02.02	Doações e Sub. p/ Investimentos	2.721.560	2.721.560
2.05.02.03	Remun.das Imob.em Curso Capital Próprio	1.325.078	1.325.078
2.05.02.04	Rec. Destinados a Aumento de Capital	27.123	27.123
2.05.02.05	Correção Monetária do Capital	6	6
2.05.02.06	Ações em Tesouraria	(1.132)	(1.132)
2.05.04	Reservas de Lucro	888.651	888.651
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	484.091
2.05.04.05	Retenção de Lucros	161.535	161.535
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	148.855	148.855
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	(169.651)	39.122

7.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/07/2001	01/01/2001	01/07/2000	01/01/2000
		a 30/09/2001	a 30/09/2001	a 30/09/2000	a 30/09/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.103.366	3.729.669	-	-
3.02	Deduções da Receita Bruta	(278.091)	(960.773)	-	-
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	825.275	2.768.896	-	-
3.05	Resultado Bruto	825.275	2.768.896	-	-
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(1.095.411)	(2.973.683)	-	-
3.06.02	Gerais e Administrativas	(814.443)	(2.397.993)	-	-
3.06.02.01	Pessoal	(125.205)	(428.269)	-	-
3.06.02.02	Material	(14.251)	(47.616)	-	-
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(62.224)	(167.215)	-	-
3.06.02.04	Energia Comprada para Revenda	(302.924)	(815.005)	-	-
3.06.02.05	Depreciação / Amortização	(130.261)	(383.805)	-	-
3.06.02.06	Royalties	(7.020)	(28.101)	-	-
3.06.02.07	Provisões Operacionais	6.381	(16.215)	-	-
3.06.02.08	Arrendamentos e Aluguéis	(2.979)	(9.356)	-	-
3.06.02.10	Conta de Consumo de Combustível - C.C.C.	(88.268)	(244.527)	-	-
3.06.02.11	Encargos de Uso de Rede de Transmissão	(73.477)	(205.303)	-	-
3.06.02.12	Gás Comprado para Revenda	(14.215)	(52.581)	-	-
3.06.03	Financeiras	(270.588)	(531.500)	-	-
3.06.03.01	Receitas Financeiras	147.597	344.656	-	-
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(418.185)	(876.156)	-	-
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	28.452	82.127	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(38.832)	(126.317)	-	-
3.07	Resultado Operacional	(270.136)	(204.787)	-	-
3.08	Resultado Não Operacional	(35.064)	(61.545)	-	-
3.08.01	Receitas	11.316	16.716	-	-
3.08.02	Despesas	(46.380)	(78.261)	-	-
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(305.200)	(266.332)	-	-
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	100.666	85.768	-	-
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	(4.125)	(13.651)	-	-
3.12.01	Participações	(4.125)	(13.651)	-	-
3.12.01.01	Empregados	(4.125)	(13.651)	-	-
3.14	Participações Minoritárias	(114)	(406)	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(208.773)	(194.621)	-	-
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.714	158.931.714	158.931.714	158.931.714
	Lucro Por Ação	-	-	-	-
	Prejuízo Por Ação	(0,00131)	(0,00122)	-	-

8.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

O comentário do desempenho da CEMIG no trimestre findo em 30 de setembro de 2001, realizado no item 05.01 reflete, substancialmente, o desempenho consolidado no período.

16.1 – OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Informações não revisadas pelos Auditores Independentes

INDICADORES FINANCEIROS**- PATRIMONIAIS**

Itens	Unidade	Set / 01	Jun / 01	Set / 00
Valor Patrimonial da ação (lote mil ações)		40,66	41,90	48,62
Valor de Mercado da ação (lote mil ações)	ON	24,80	25,29	23,54
	PN	25,70	26,53	30,55

- LIQUIDEZ (excluindo-se as obrigações especiais)

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>Set / 01</u>	<u>Jun / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Liquidez Corrente	índice	0,66	0,77	0,67
Liquidez Geral	índice	0,70	0,73	0,88

- ENDIVIDAMENTO (excluindo-se as obrigações especiais)

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>Set / 01</u>	<u>Jun / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Ativo Total	%	39,40	38,14	24,57
Patrimônio Líquido	%	78,90	74,18	37,76
Ativo Permanente	%	54,47	52,74	31,35

- RENTABILIDADE

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>Set / 01</u>	<u>Jun / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Patrimônio Líquido	%	(3,02)	0,21	4,19
Margem Operacional	%	11,06	16,12	19,45
Margem Líquida	%	(7,05)	0,73	11,63
Rentabilidade do Imobilizado	%	(2,17)	0,16	3,52

INDICADORES OPERACIONAIS

	<u>Set / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Capacidade Instalada (em MW)	5.632	5.514

- EFICIÊNCIA

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>Set / 01</u>	<u>Set / 00</u>
MWh (*) / Empregado	MWh	2.350	2.430
Consumidores / Empregados	Nº	470	436

(*) Excluindo energia de curto prazo

- QUALIDADE DE ATENDIMENTO

<u>Itens</u>	<u>Unidade</u>	<u>Set / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Tempo Médio de Atendimento a Interrupções	horas	3,63	3,06
Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor	horas	7,70	6,65
Frequência Equivalente de Interrupções por Consumidor	Nº	4,76	4,43

TARIFA MÉDIA

(R\$ / MWh)

<u>Descrição</u>	<u>Incluindo ICMS</u>	
	<u>Set / 01</u>	<u>Set / 00</u>
Industrial	85,17	73,68
Residencial	245,87	212,03
Comercial	202,26	174,05
Rural	127,71	112,02
Outros	135,67	117,99
Consumidores Finais	132,48	115,83

POSIÇÃO ACIONÁRIA COM MAIS DE 5% DO CAPITAL VOTANTE

<u>Nome do Acionista</u>	<u>Ordinárias</u>	<u>% On</u>
Estado de Minas Gerais	35.413.734.262	50,96
Southern Electric Brasil Part Ltda	22.908.484.893	32,96

AÇÕES DO CONTROLADOR, ADMINISTRADORES E MEMBROS DO CONSELHO FISCAL EM 31.09.01:

<u>Nome</u>	<u>Posição de Ações</u>	
	<u>ON</u>	<u>PN</u>
CONTROLADOR		
Estado de Minas Gerais	35.413.734.262	1.850.550.863
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO		
Djalma Bastos de Moraes	-	13.140
Geraldo de Oliveira Faria	-	5.752
Alexandre de Paula Dupeyrat Martins	10.000	1
Antônio Adriano Silva	-	1
Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas	100.000	2.400.000
Cláudio José Dias Sales	1	-
Oderval Esteves Duarte Filho	5.000	-
Nelcy Pereira Pena	-	1
Sérgio Lustosa Botelho Martins	5.000	-
David Travesso Neto	1	-
Ataíde Vilela	-	1
DIRETORIA EXECUTIVA		
Djalma Bastos de Moraes	-	-
Guy Maria Villela Paschoal	2.799	-
Aloísio Marcos Vasconcelos Novais	-	-
Stalin Amorim Duarte	-	104.472
Cristiano Correa de Barros	1	1.300.000
CONSELHO FISCAL		
João Pedrosa Castello	-	12.399
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	-	-
Luiz Otávio Nunes West	-	-
Jorge Michel Lepeltier	-	-
Ronald Gastão Andrade Reis	-	-

AÇÕES EM CIRCULAÇÃO

	<u>Ações</u>		<u>Ações</u>		<u>Total de</u>	
	<u>Ordinárias</u>	<u>%</u>	<u>Preferenciais</u>	<u>%</u>	<u>Ações</u>	<u>%</u>
TOTAL DO CAPITAL	34.081.743.669	49,04	87.585.685.965	97,86	121.667.429.634	76,52

17.1 – RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL – COM RESSALVA**Relatório sobre Revisão Especial**

Ao Conselho de Administração da

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

- (1) Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais (ITR's) da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, compreendendo os balanços patrimoniais individual e consolidado em 30 de setembro de 2001, a demonstração dos resultados individual e consolidada para o trimestre e período de nove meses findo naquela data, o relatório de desempenho e as informações relevantes.
- (2) Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional das Sociedades, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações das Sociedades.
- (3) Conforme mencionado na Nota Explicativa 21 às Informações Trimestrais, devido às incertezas relacionadas com a aplicação das regras de mercado para determinação dos valores a serem utilizados para comercialização de energia no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, a Sociedade considera não dispor de bases suficientes e confiáveis para estimar os montantes a serem consignados em suas demonstrações contábeis correspondentes à energia comercializada no período entre 1º de maio e 30 de setembro de 2001. Referidos registros deverão ser efetuados quando da conclusão das discussões ora em curso sobre as regras de mercado aplicáveis e divulgação das informações pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE.
- (4) Baseados em nossa revisão especial, exceto pelo efeito decorrente do assunto comentado no parágrafo (3) acima, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais referidas no parágrafo (1) acima, para que as mesmas estejam de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira e normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.
- (5) Conforme mencionado na Nota Explicativa 6 às Informações Trimestrais, a Administração da Sociedade vem mantendo entendimentos junto ao Governo do Estado Minas Gerais no sentido de equacionar as parcelas em atraso do contrato de repasse de direitos da Conta de Resultados a Compensar - CRC, e entende que o desfecho das negociações em curso não irá produzir perdas para a Companhia.
- (6) Conforme descrito na Nota Explicativa 15 às Informações Trimestrais em 30 de setembro de 2001, a Sociedade antecipou a adoção, para 1º de janeiro de 2001, das normas de contabilização das obrigações com benefícios pós-emprego de suplementação de aposentadoria e pensões, seguro de vida e plano de saúde, em conformidade a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000.
- (7) O balanço patrimonial individual e consolidado em 30 de junho de 2001, apresentado para fins comparativos, foi por nós revisado, conforme relatório sobre revisão especial, sem ressalva e com comentários de ênfase sobre o assunto mencionado no parágrafo (3) acima, emitido em 31 de julho de 2001. A demonstração do resultado individual e consolidada para o trimestre e período de nove meses findo em 30 de setembro de 2000, também apresentada para fins comparativos, foi por nós revisada, conforme relatório sobre revisão especial, sem ressalva, emitido em 27 de outubro de 2000.

Belo Horizonte, 01 de novembro de 2001.

ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC2SP000123/S-MG

José Carlos Amadi
Sócio-Diretor Responsável
Contador - CRC-SP-158025/T-MG

ANEXO X

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS (1999/2000) - DFP



O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00245-3	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. ENERG. MINAS GERAIS - CEMIG	3 - CNPJ 17.155.730/0001-64	6 - NIRE 0620021600057
---------------------------	---	--------------------------------	---------------------------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES						2 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO		
3 - CEP 30123-970	4 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE					5 - UF MG		
6 - DDD 31	7 - TELEFONE 349-2111	8 - TELEFONE -	9 - TELEFONE -	10 - TELEX 311124	11 - DDD 31	12 - FAX 299-4691	13 - FAX -	14 - FAX -
15 - E-MAIL mail@cemig.com.br								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME DJALMA BASTOS DE MORAIS				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES				
3 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			4 - CEP 30123-970	5 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE			6 - UF MG	
7 - DDD 31	8 - TELEFONE 3299-4900	9 - TELEFONE 3299-4903	10 - TELEFONE -	11 - TELEX 311124	12 - DDD 31	13 - FAX 3299-3933		
14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL mail@cemig.com.br						

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - ÚLTIMO	01/01/1999	31/12/1999
2 - PENÚLTIMO	01/01/1998	31/12/1998
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/1997	31/12/1997
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C	5 - CÓDIGO CVM 00283-6	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO TAIKI HIRASHIMA
		7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 007.568.818-20

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/1999	2 31/12/1998	3 31/12/1997
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	69.495.478	69.495.478	56.788.022
2 - PREFERENCIAIS	89.504.021	89.504.021	73.137.943
3 - TOTAL	158.999.499	158.999.499	129.925.965
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	67.784	67.784	55.389
6 - TOTAL	67.784	67.784	55.389

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL INDUSTRIAL, COMERCIAL E OUTRAS	6 - TIPO DE CONSOLIDADO NÃO APRESENTADO

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	--------------------------------

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 14/03/2000	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/1999</u>	<u>31/12/1998</u>	<u>31/12/1997</u>
1	Ativo Total	11.470.945	11.328.753	11.096.920
1.01	Ativo Circulante	742.857	591.667	687.002
1.01.01	Disponibilidades	69.066	53.782	207.126
1.01.02	Créditos	574.828	468.163	374.477
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	458.390	410.035	338.320
1.01.02.03	Tributos e Contrib.Sociais Compensáveis	111.568	49.991	22.781
1.01.02.04	Serviços em Curso	1.198	6.242	11.474
1.01.02.05	Despesas Pagas Antecipadamente	3.672	1.895	1.902
1.01.03	Estoques	13.688	26.257	44.210
1.01.04	Outros	85.275	43.465	61.189
1.01.04.01	Outros Créditos	85.275	43.465	61.189
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.420.463	1.254.980	1.147.482
1.02.01	Créditos Diversos	1.412.467	1.220.100	1.122.886
1.02.01.01	Consumidores - Créditos Renegociados	89.570	74.743	77.535
1.02.01.02	Créditos Tributários	133.732	122.881	88.038
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	40.568	45.775	-
1.02.01.04	Contrato Cessão de Créditos	1.104.997	976.701	957.313
1.02.01.05	Estudos e Projetos a serem reembolsados	43.600	-	-
1.02.03	Outros	7.996	34.880	24.596
1.02.03.01	Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros	7.996	34.880	24.596
1.03	Ativo Permanente	9.307.625	9.482.106	9.262.436
1.03.01	Investimentos	87.163	224.273	302.431
1.03.01.01	Participações em Coligadas	24.692	-	-
1.03.01.01.01	Empresa de Infovias S.A.	24.692	-	-
1.03.01.02	Participações em Controladas	46.766	33.810	31.106
1.03.01.02.01	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG	46.766	33.810	31.106
1.03.01.03	Outros Investimentos	15.705	190.463	271.325
1.03.02	Imobilizado	9.217.689	9.253.924	8.955.378
1.03.03	Diferido	2.773	3.909	4.627

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	31/12/1999	31/12/1998	31/12/1997
2	Passivo Total	11.470.945	11.328.753	11.096.920
2.01	Passivo Circulante	1.577.444	1.249.616	1.194.693
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	442.551	154.422	137.423
2.01.03	Fornecedores	219.646	179.481	133.905
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	160.952	312.476	244.820
2.01.05	Dividendos a Pagar	182.846	186.324	259.650
2.01.06	Provisões	189.056	157.529	159.526
2.01.06.01	Salários e Contribuições Sociais	84.273	73.508	98.365
2.01.06.02	Encargos do Consumidor a Receber	68.768	48.065	43.894
2.01.06.03	Participações nos Lucros	19.437	25.295	7.130
2.01.06.04	Encargos de Dívidas	16.578	10.661	10.137
2.01.08	Outros	382.393	259.384	259.369
2.01.08.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	79.842	659	44.144
2.01.08.02	Outras Obrigações	302.551	258.725	215.225
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.304.518	2.066.686	1.950.869
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.038.739	981.028	940.534
2.02.03	Provisões	10.122	10.171	-
2.02.03.01	Imposto de Renda Diferido	10.122	10.171	-
2.02.05	Outros	1.255.657	1.075.487	1.010.335
2.02.05.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	99.315	-	17.270
2.02.05.02	Obrigações Especiais	1.156.122	1.058.488	981.763
2.02.05.03	Outras Obrigações	220	16.999	11.302
2.05	Patrimônio Líquido	7.588.983	8.012.451	7.951.358
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995	1.299.260
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.146.826	4.389.248
2.05.04	Reservas de Lucro	1.832.153	2.250.660	2.237.880
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	537.878	597.642	664.047
2.05.04.05	Retenção de Lucros	1.193.906	1.552.649	1.473.464
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	6.199	6.199	6.199
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	24.970	24.970	24.970

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>	<u>01/01/1997</u> <u>a 31/12/1997</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	3.740.954	3.290.522	2.871.319
3.02	Deduções da Receita Bruta	(1.015.684)	(836.112)	(627.254)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	2.725.270	2.454.410	2.244.065
3.05	Resultado Bruto	2.725.270	2.454.410	2.244.065
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(2.821.997)	(2.241.320)	(1.977.979)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(2.359.895)	(1.734.773)	(1.816.726)
3.06.02.01	Pessoal	(457.722)	(457.959)	(613.659)
3.06.02.02	Material	(59.179)	(42.047)	(39.967)
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(150.188)	(123.209)	(117.099)
3.06.02.04	Royalties	(32.663)	(31.580)	(29.189)
3.06.02.05	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(726.768)	(481.083)	(436.205)
3.06.02.06	Encargos de Uso da Rede	(151.147)	(70.676)	(68.742)
3.06.02.07	Depreciação e Amortização	(448.274)	(351.788)	(324.509)
3.06.02.08	Contribuição FORLUZ - Aposentados	(81.609)	(75.022)	(56.780)
3.06.02.09	Provisões Operacionais	(118.504)	(5.334)	(42.058)
3.06.02.10	Quota para Conta de Consumo Combustível	(133.841)	(96.075)	(88.518)
3.06.03	Financeiras	(506.215)	(471.759)	(134.174)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	295.792	141.015	200.716
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(802.007)	(612.774)	(334.890)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	138.544	41.010	44.539
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(100.055)	(79.408)	(71.577)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	5.624	3.610	(41)
3.07	Resultado Operacional	(96.727)	213.090	266.086
3.08	Resultado não Operacional	(76.315)	(31.318)	(17.533)
3.08.01	Receitas	9.127	16.243	26.047
3.08.02	Despesas	(85.442)	(47.561)	(43.580)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	(173.042)	181.772	248.553
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	47.183	(54.083)	(84.229)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(27.400)	(34.909)	(7.000)
3.12.01	Participações	(27.400)	(34.909)	(7.000)
3.12.01.01	Participações dos Empregados	(27.400)	(34.909)	(7.000)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	186.978	390.000	152.788
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	33.719	482.780	310.112
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.715	158.931.715	129.870.576
	Lucro por Ação	0,00021	0,00304	0,00239
	Prejuízo por Ação			

4.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>	<u>01/01/1997</u> <u>a 31/12/1997</u>
4.01	Origens	1.094.967	1.119.545	900.126
4.01.01	Das Operações	673.151	826.133	526.940
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	33.719	482.780	310.112
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	639.432	343.353	216.828
4.01.01.02.01	Depreciações e Amortizações	448.274	351.788	324.509
4.01.01.02.02	Juros e Variações Monet. de Longo Prazo	140.681	(7.038)	(83.487)
4.01.01.02.03	Imp. Renda e Contrib. Social Diferidos	(10.851)	(24.672)	(50.620)
4.01.01.02.04	Baixa de Imobilizados	18.046	12.071	18.167
4.01.01.02.05	Provisões para Perdas	48.906	14.814	8.218
4.01.01.02.06	Resultado de Participações Societárias	(5.624)	(3.610)	41
4.01.02	Dos Acionistas	-	16.511	-
4.01.02.01	Recursos Recebidos para Aum.de Capital	-	16.511	-
4.01.03	De Terceiros	421.816	276.901	373.186
4.01.03.01	Financiamentos Obtidos	50.418	143.823	128.394
4.01.03.02	Redução no Realizável a Longo Prazo	-	-	128.477
4.01.03.03	Obrigações Especiais	97.634	76.725	96.853
4.01.03.04	Aumento de Outros Exigíveis a L.Prazo	-	-	12.955
4.01.03.05	Venda de NTN's	12.939	-	-
4.01.03.06	Venda antecipada de Energia Elétrica	235.851	-	-
4.01.03.07	Amortiz. Contrato Cessão Crédito da CRC	24.409	54.371	-
4.01.03.08	Outros	565	1.982	6.507
4.02	Aplicações	1.271.605	1.269.803	1.123.104
4.02.01	Em NTN's junto ao Estado de Minas Gerais	-	55.100	-
4.02.02	Nos Investimentos	32.580	2.333	5.213
4.02.03	No Imobilizado	496.364	540.922	667.380
4.02.04	No Diferido	1.314	696	1.207
4.02.05	Juros s/ Capital Próprio/Divid. Propostos	274.970	470.000	272.788
4.02.06	Transf. Exigível L. Prazo p/ Circulante	450.748	200.752	176.516
4.02.07	Aumento do Realizável a Longo Prazo	15.629	-	-
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(176.638)	(150.258)	(222.978)
4.04	Variação do Ativo Circulante	151.190	(95.335)	(25.839)
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	591.667	687.002	712.841
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	742.857	591.667	687.002
4.05	Variação do Passivo Circulante	(327.828)	(54.923)	(197.139)
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	(1.249.616)	(1.194.693)	(997.554)
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	(1.577.444)	(1.249.616)	(1.194.693)

5.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1999 A 31/12/1999 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	1.589.995	4.146.826	-	2.250.660	24.970	8.012.451
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(241.251)	241.251	-
5.04.01	Realização Reserva de Lucro a Realizar	-	-	-	(59.764)	59.764	-
5.04.02	Realização Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	(181.487)	181.487	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	33.719	33.719
5.07	Destinações	-	-	-	-	(274.970)	(274.970)
5.07.02	Dividendos Adicionais de 1998	-	-	-	-	(87.992)	(87.992)
5.07.03	Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	-	(186.978)	(186.978)
5.08	Outros	-	(4.961)	-	(177.256)	-	(182.217)
5.08.01	Doações e Subvenções para Investimentos	-	1.375	-	-	-	1.375
5.08.02	Bens e Valores não Remunerados p/ Tabela	-	(22.837)	-	(177.821)	-	(200.658)
5.08.03	Recursos destinados a Aumento de Capital	-	16.501	-	-	-	16.501
5.08.04	Reversão de Dividendos	-	-	-	565	-	565
5.09	Saldo Final	1.589.995	4.141.865	-	1.832.153	24.970	7.588.983

5.2 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1998 A 31/12/1998 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	1.299.260	4.389.248	-	2.237.880	24.970	7.951.358
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	290.735	(290.735)	-	-	-	-
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(66.405)	66.405	-
5.04.01	Realização Reserva de Lucro a Realizar	-	-	-	(66.405)	66.405	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	482.780	482.780
5.07	Destinações	-	-	-	79.185	(549.185)	(470.000)
5.07.01	Const. Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	79.185	(79.185)	-
5.07.02	Juros sobre Capital Próprio/ Dividendos	-	-	-	-	(470.000)	(470.000)
5.08	Outros	-	48.313	-	-	-	48.313
5.08.02	Doações e Subvenções para Investimentos	-	11.437	-	-	-	11.437
5.08.03	Juros sobre Obras em Andamentos	-	36.876	-	-	-	36.876
5.09	Saldo Final	1.589.995	4.146.826	-	2.250.660	24.970	8.012.451

5.3 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1997 A 31/12/1997 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	1.299.260	5.662.732	-	1.766.072	24.970	8.753.034
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(194.660)	194.660	-
5.04.01	Realização Reserva Lucros a Realizar	-	-	-	(194.660)	194.660	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	310.112	310.112
5.07	Destinações	-	-	-	231.984	(504.772)	(272.788)
5.07.01	Constituição Reserva Retenção de Lucro	-	-	-	231.984	(231.984)	-
5.07.02	Juros sobre Capital Próprio/ Dividendos	-	-	-	-	(272.788)	(272.788)
5.08	Outros	-	(1.273.484)	-	434.484	-	(839.000)
5.08.01	Doações e Subvenções para Investimentos	-	24.010	-	-	-	24.010
5.08.02	Juros de Obras em Andamentos	-	110.332	-	-	-	110.332
5.08.03	Reversão C.M.E. Lei nº 8200/91	-	(1.407.826)	-	434.484	-	(973.342)
5.09	Saldo Final	1.299.260	4.389.248	-	2.237.880	24.970	7.951.358

9.1 – PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Ao Conselho de Administração da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG:

- (1) Examinamos os balanços patrimoniais da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG em 31 de dezembro de 1999 e 1998, e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
- (2) Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (3) Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG em 31 de dezembro de 1999 e 1998, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária.
- (4) As informações suplementares contidas nos anexos I e II, referentes às demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 1999 e 1998, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Estas informações foram por nós examinadas de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) acima e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (5) As informações suplementares contidas no anexo III, referentes à demonstração do resultado segregado por atividade para o exercício findo em 31 de dezembro de 1999, são apresentadas por determinação do Órgão Regulador das atividades da Companhia e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Estas informações foram por nós examinadas de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) acima e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação aos critérios descritos no anexo III.

Belo Horizonte, 18 de fevereiro de 2000

ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC2SP000123/S-MG

Taiki Hirashima

Sócio-Diretor Responsável

Contador – CRC SP 056.189 “S”MG

10.1 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 1999

Senhores Acionistas,

Estamos apresentando, de acordo com determinação legal, as Demonstrações Contábeis da CEMIG referentes ao exercício de 1999, acompanhadas do parecer dos Auditores Independentes. Os principais destaques foram o início das obras da Usina Hidrelétrica de Porto Estrela (112 MW), com investimentos previstos de R\$ 101 milhões, que deve ser concluída no próximo ano e a implantação, através do Programa Travessia, do SAP R/3, um poderoso sistema de integração dos processos da Companhia.

AMBIENTE EXTERNO

Economia

A súbita inversão dos fluxos internacionais de capitais, no início do ano, levou o País a uma correção de rumos, com a implantação, em janeiro de 1999, da livre flutuação do câmbio. Apesar das fortes oscilações, a desvalorização do câmbio no fechamento de 1999, na proporção de R\$ 1,7890 por dólar, foi de 48,0 por cento, inferior ao máximo registrado ao longo do ano. A mudança na política cambial foi seguida pela elevação na taxa de juros e contenção nos gastos públicos. Entretanto, a taxa de juros de 45,0 por cento, registrada em março, foi logo reduzida para cerca de 19,0 por cento ao longo do ano, possibilitando a gradual recuperação da atividade econômica. Dessa forma, o impacto da mudança do regime cambial foi muito inferior ao inicialmente projetado. Espera-se que o PIB apresente um crescimento de 0,8 por cento em 1999.

As medidas de contenção da economia foram bem sucedidas em limitar o repasse do aumento significativo dos preços no atacado para o consumo. Enquanto o INPC acumulado em 1999 foi de 8,4 por cento, o IPA-DI registrou elevação de 28,9 por cento, sendo o principal fator motivador da variação o IGP-DI de 20,0 por cento em 1999.

A mudança no regime cambial possibilitou uma redução expressiva no déficit comercial do País para US\$ 1,2 bilhão em 1999, muito embora a expectativa inicial de um superávit de US\$ 11 bilhões não se concretizasse, devido à resposta lenta das exportações à mudança cambial, ao preço baixo das commodities exportadas pelo Brasil e ao fraco desempenho econômico dos principais mercados importadores. Tanto as exportações quanto as importações apresentaram queda em 1999, de 6,1 por cento e 14,8 por cento, respectivamente. Já o Balanço de Pagamentos apresentou redução no déficit em Conta Corrente de US\$ 33,6 bilhões, em 1998, para US\$ 24,4 bilhões, em 1999.

A política fiscal também sofreu ajustes no último ano. O Governo passou de um superávit primário de 0,08 por cento do PIB no acumulado em 1998 para 3,13 por cento em 1999. No entanto, o impacto da desvalorização cambial sobre a dívida pública e os juros altos elevaram o déficit nominal de 7,85 por cento em 1998 para 10,0 por cento do PIB em 1999.

Regulamentação

Em 1999, o processo de regulamentação do novo modelo do setor elétrico brasileiro produziu avanços, com a edição de novas resoluções pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Destaque-se o processo interativo entre a ANEEL e a sociedade, através da convocação de diversas Audiências Públicas para discussão prévia da regulamentação setorial. É o caso, por exemplo, da resolução que estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse para as tarifas de fornecimento dos preços de aquisição de energia elétrica fora dos Contratos Iniciais. Ao sinalizar para o mercado os custos marginais de expansão para diversas tecnologias de geração, os Valores Normativos reduzem as incertezas e os riscos dos agentes do setor, incentivando investimentos em novas usinas.

O transporte de energia elétrica foi objeto de regulamentação específica que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição, bem como as tarifas de uso das instalações de transmissão, a serem pagas por unidades geradoras e consumidoras e de distribuição.

Foi, ainda, regulamentada a obrigatoriedade de aplicação de recursos das concessionárias de energia elétrica em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico para o biênio 1999/2000, no valor de 1,0 por cento da Receita Operacional Líquida.

Também em 1999, os Contratos de Suprimento foram substituídos por Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica, entre geradores e distribuidores/ comercializadores, Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e as empresas detentoras de instalações de transmissão integrantes da Rede Básica dos sistemas interligados, e Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), entre os usuários da Rede Básica e o ONS.

No âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) estão sendo discutidas as regras de mercado que entrarão em vigor em 2003. Tais regras deverão ser aprovadas em 29 de fevereiro de 2000.

Com relação ao processo de privatização, destaque-se a venda da geradora CESP-Tietê, com potência instalada de 2.651 MW, resultado da cisão da Companhia Energética de São Paulo (CESP) e, no segmento de distribuição, a venda da Companhia Elétrica de Borborema.

MERCADO

O mercado global da CEMIG sofreu uma queda 1,45 por cento em relação ao ano anterior, principalmente pela diminuição do fornecimento contratual à Furnas, que caiu de 3.213 GWh de fornecimento para 899 GWh. Se levarmos em conta apenas o mercado firme de energia elétrica, representado pela distribuição direta e suprimento a pequenas concessionárias, a queda foi de 0,5 por cento, principalmente pela saída de consumidores industriais que se tornaram autoprodutores, inclusive em empreendimentos com a parceria da CEMIG.

A CEMIG vendeu, no ano de 1999, o equivalente a 39.347 GWh, sendo 35.639 GWh referentes à distribuição direta e 248 GWh de suprimento a pequenas concessionárias. Destacaram-se as classes residencial, com crescimento de 2,2 por cento (7.448 GWh), comercial, com 5,9 por cento (3.334 GWh), e rural, com 8,6 por cento (1.633 GWh). O mercado industrial apresentou uma redução de 3,1 por cento, em relação a 1998, totalizando vendas de 20.805 GWh. O fornecimento contratual a outras empresas, principalmente Furnas, foi da ordem de 1.121 GWh e foram comercializados em contratos de curto prazo 2.339 GWh, o que representou um acréscimo, somente nessa rubrica, de 267,6 por cento.

No ano, foram ligados 237 mil novos consumidores, sendo que 221 mil na área urbana e 16 mil na área rural, elevando o total para 4.917 mil. Esses consumidores estão distribuídos em 5.415 localidades, sendo 774 municípios, 510 distritos e 4.131 povoados.

TARIFAS

As tarifas de energia elétrica da CEMIG foram reajustadas duas vezes em 1999. O primeiro reajuste ocorreu em abril, resultado da aplicação da fórmula paramétrica, conforme previsto no contrato de concessão. O percentual foi de 16,25 por cento, aplicado de forma linear para todas as classes.

O segundo, ocorrido em junho, de 3,85 por cento, foi necessária para cobrir os custos de implantação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, os custos financeiros adicionais da desvalorização do Real em janeiro, incidentes sobre a compra de energia de Itaipu e os custos financeiros dos acréscimos de pagamentos da Conta de Consumo de Combustíveis e da Reserva Global de Reversão, fixados pelo governo federal. Desse reajuste, 2,8 por cento referentes a Itaipu, CCC e RGR serão reduzidos em junho de 2000.

Em consequência desses aumentos, a tarifa média para consumidores finais da CEMIG em 1999, excluindo ICMS, cresceu 15,69 por cento em relação a 1998, chegando a R\$ 80,39/MWh.

Outros destaques de 1999 foram a implantação dos contratos iniciais, assinados com Furnas e Light, a implantação da tarifa de transmissão, a ser paga pela CEMIG aos donos das redes do sistema interligado, a definição da receita de prestação de serviço de transmissão, a ser recebida dos usuários do sistema, além da efetivação da transferência da operação de transmissão da CEMIG para o Operador Nacional do Sistema.

Outro fato relevante foi o cadastramento dos consumidores residenciais de baixa renda, previsto em resolução da ANEEL e que consistiu em identificar os consumidores residenciais monofásicos que estavam recebendo benefícios indevidamente, mesmo morando em imóvel com padrão de construção superior ao previsto e cujo atendimento estava sendo feito com disjuntor maior ou igual a 40 ampères. O cadastramento propiciará, já a partir de janeiro de 2000, uma receita adicional anual de cerca de R\$ 55 milhões.

ATENDIMENTO AO CLIENTE

A CEMIG está promovendo uma ampla reformulação e modernização do atendimento aos seus clientes.

Com o objetivo de melhoria da qualidade e agilidade no atendimento ao cliente, foi implantada, em novembro, a Central de Atendimento a Clientes - CAC, com modernas instalações e com todo o suporte humano e tecnológico para efetuar o atendimento aos 4.917 mil consumidores. Os postos de atendimento aumentaram de 88 para 120, com capacidade de recebimento de 550 mil ligações por mês, operando 24 horas por dia ininterruptamente.

Além disso, os consumidores têm à sua disposição quiosques para auto-atendimento e o serviço de correio eletrônico via Internet, que vem recebendo cerca de 20 e-mails por dia.

PROMOÇÃO DA QUALIDADE

Os esforços na melhoria da qualidade de produtos e serviços foram intensificados durante o ano de 1999. Entre as ações promovidas, ressaltou-se o Programa de Círculos de Controle da Qualidade, importante canal de desenvolvimento humano, através do estudo e da prática das ferramentas de gerenciamento da qualidade. Ao final do segundo ano dos trabalhos, 454 equipes cadastradas envolviam 3.427 empregados que, voluntariamente, se reuniam uma vez por semana para solucionar problemas por eles detectados.

Dando continuidade à coordenação estratégica de esforços na área de qualidade, foi estruturado o Núcleo Central do Projeto ISO e foram criados 12 Núcleos Locais nas Diretorias de Distribuição, Produção e Transmissão e Projetos e Construções, responsáveis pela busca de certificações ISO 9000 e ISO 14000.

No final do ano de 1999, metade desses núcleos, incluindo o Núcleo Central, já haviam sido auditados e certificados pela empresa de auditoria Det Norske Veritas - DNV, incluindo diversas agências de atendimento e laboratórios da Companhia.

GESTÃO

Apresentamos a seguir os principais indicadores sociais da Companhia, durante o exercício de 1999, apresentados em milhões de reais.

BALANÇO SOCIAL – 1999

	<u>1999</u>			<u>1998</u>		
1. Bases de Cálculo						
1.1 – Faturamento Bruto			3.879,5			3.331,5
1.2 – Lucro Operacional (antes do Resultado Financeiro)			403,8			681,2
1.3 – Folha de Pagamento Bruta			516,9			516,9
			<u>1999</u>			<u>1998</u>
			<u>% sobre</u>			<u>% sobre</u>
2. Indicadores Laboriais	<u>Valor</u>	<u>Folha Bruta</u>	<u>Lucro</u>	<u>Valor</u>	<u>Folha Bruta</u>	<u>Lucro</u>
2.1 – Alimentação	23,6	4,6	5,8	22,1	4,3	3,2
2.2 – Encargos Sociais Compulsórios	189,2	36,6	46,8	191,0	36,9	28,0
2.3 – Previdência Privada	126,6	24,5	31,3	122,7	23,7	18,0
2.4 – Saúde 20,3	3,9	5,0	19,9	3,9	2,9	
2.5 – Treinamento	8,2	1,6	2,0	8,5	1,6	1,2
2.5 – Participação dos Trabalhadores nos Lucros	27,4	5,3	6,7	34,9	6,7	5,1
2.6 – Outros Benefícios	8,9	1,7	2,1	9,6	1,9	1,4
Total – Indicadores Laboriais(2.1 a 2.6)	<u>404,2</u>	<u>78,2</u>	<u>100,0</u>	<u>408,7</u>	<u>79,0</u>	<u>59,9</u>
3. Indicadores Sociais						
3.1 – Impostos (excluindo encargos sociais)	1.155,7	223,6	286,1	1.030,0	199,2	151,2
3.2 – Doações e Subvenções para entidades com fins sociais	9,6	1,8	2,4	7,2	1,4	1,0
Total – Indicadores Sociais (3.1 a 3.2)	<u>1.165,3</u>	<u>225,4</u>	<u>288,5</u>	<u>1.037,2</u>	<u>200,6</u>	<u>152,2</u>
				<u>1999</u>		<u>1998</u>
4. Indicadores do Corpo Funcional, nº de empregados				1		
4.1 – Nº de empregados ao final do exercício				11.748		11.961
4.2 – Nº de admissões durante o exercício				89		65

Treinamento

A CEMIG investe sempre na formação e especialização profissional do seu corpo técnico, administrativo e gerencial. O conhecimento e o nível de capacitação de pessoal tem o objetivo de melhorar cada vez mais a sua vantagem competitiva perante o mercado.

Em 1999, foram registradas 17.578 participações de empregados em cursos e seminários, totalizando 686 mil homens/ hora de treinamento. Isso corresponde a uma média de 58,4 horas de treinamento por empregado no ano.

Os maiores destaques foram o Terceiro Programa de Desenvolvimento de Talentos, que selecionou 30 empregados dentre 229 candidatos, com o objetivo de fomentar o desenvolvimento profissional no nível de especialização em Gestão Estratégica e o Programa de Educação Básica, destinado à complementação de escolaridade básica, resultando em melhoria de desempenho no trabalho, empregabilidade, auto-estima e autodeterminação. Esse Programa atende simultaneamente a 529 empregados em 20 núcleos de estudo em todo o Estado. Em 1999, a primeira turma do Programa, composta por 225 empregados, concluiu o Ensino Fundamental (1º grau) e a meta é atender, até o final do ano 2000, todos os 715 empregados inscritos.

Programa Travessia

Em 1999, a CEMIG implantou, através do Programa Travessia, o sistema integrado de gestão SAP R/3, que integra alguns dos principais processos empresariais, tornando a CEMIG mais ágil e competitiva, adaptada à nova realidade do setor elétrico brasileiro e na vanguarda do setor no País.

Os primeiros módulos do SAP R/3, de Materiais, Finanças, Investimentos, Custos e Orçamento, entraram em operação em maio de 1999. Em setembro, foi a vez dos módulos de Projetos, Manutenção e Ativos Fixos.

A integração provocou grandes alterações, muito além da área de sistemas. Antigos processos de trabalho foram redesenhados, automatizados ou eliminados. A CEMIG construiu uma nova rede de transmissão de dados para dar suporte à operação do novo sistema.

O Programa Travessia também preparou, em 1999, a implantação do módulo de Recursos Humanos, que ocorrerá em março de 2000. O módulo RH fará a administração de pessoal, treinamento e desenvolvimento, frequência e folha de pagamento.

Infra-estrutura de Comunicação

Para atender aos processos da Companhia e buscar sempre a eficiência e qualidade de seus serviços, a CEMIG continua aprimorando cada vez mais sua tecnologia em informática.

Destaque-se, no ano de 1999, a ampliação da infra-estrutura de comunicações, permitindo a expansão significativa da rede corporativa de dados, passando a atender aproximadamente 50 localidades em todo o Estado. Outro projeto importante refere-se à automação de subestações da Distribuição com a instalação do sistema de telecomunicações via satélite, pioneiro no Brasil, tornando possível a automação de aproximadamente 60 subestações da Companhia. Foi também instalada a rede corporativa de dados via satélite para dar suporte às usinas e áreas da Distribuição.

Uma outra ação que irá possibilitar a modernização do processo operativo da Companhia e melhoria no atendimento ao cliente é a comunicação de dados móveis. Trata-se de um sistema de comunicação entre os Centros de Operação, a Central de Atendimento a Clientes - CAC e os veículos no campo.

Com a implantação do novo sistema de comunicação, o encaminhamento dos serviços de restauração de energia, ligação de consumidores e iluminação pública, passa a ser feito por escrito, automaticamente para os terminais de bordo dos veículos, sem necessidade de troca de informações entre os eletricitistas e os técnicos dos Centros.

As maiores vantagens são a redução do tempo de atendimento aos consumidores, a otimização do uso da frota de veículos, aumento de produtividade das equipes de eletricitistas e 100 por cento de cobertura na área de atendimento da Companhia, alcançando propriedades rurais, pequenas localidades e regiões fora do Estado de Minas Gerais.

A tecnologia de comunicação de dados é possível através da utilização do sistema de posicionamento global (GPS) que permite a localização geográfica e o monitoramento de todos os veículos da Companhia. Em 1999, foram equipados 360 veículos, de um total de 1.534 que contarão com o sistema.

MEIO AMBIENTE

A Companhia investiu, em 1999, mais de R\$ 10 milhões em programas ambientais. Foi implantado o Sistema de Gestão Ambiental na Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, em conformidade com a norma ISO 14001. O Sistema engloba a própria Usina, a operação do reservatório de cerca de 500km² e o gerenciamento ambiental da Reserva de Galheiro, com uma área de 2.847 hectares, a maior da Companhia.

A Estação de Pesquisa de Volta Grande é referência no país em piscicultura. Em conjunto com a Universidade Federal de Minas Gerais e a World Fisheries Trust, do Canadá, a Companhia está aplicando a avançada tecnologia de criopreservação de sêmen de peixes, com o objetivo de manter a biodiversidade genética das espécies, além de diminuir os custos com sua manutenção.

Também em 1999, iniciou-se a operação da escada de peixes da Usina Hidrelétrica de Igarapava. A consultoria sobre biologia, comportamento dos peixes e engenharia hidráulica foi obtida do Fish and Wildlife Service, dos Estados Unidos, centro de pesquisas de referência mundial sobre transposição de peixes, com participação, também, do Instituto de Ciências Biológicas da Universidade Federal de Minas Gerais.

Foram obtidas, ainda, as Licenças Ambientais de Instalação das Usinas Hidrelétricas de Porto Estrela e Queimado e a Licença Ambiental Prévia da Usina Hidrelétrica de Aimorés.

O programa de reflorestamento ciliar teve prosseguimento em 1999. A CEMIG implantou áreas de reflorestamento para avaliação e teste em 140 hectares. Foram produzidas 162 mil mudas, utilizadas em reflorestamento e em arborização urbana.

A CEMIG inaugurou, também, a nova Central de Recepção de Óleo Isolante, com capacidade para recuperar 200 mil litros de óleo por mês. Todo o óleo retirado dos equipamentos elétricos que não serão mais utilizados terão uma destinação adequada, reduzindo-se os impactos ambientais.

Antecipando-se à legislação brasileira, a CEMIG está realizando o descarte adequado de todas as lâmpadas de iluminação pública, em toda sua área de atendimento no Estado de Minas Gerais. Um contrato firmado com uma empresa especializada em tratamentos de resíduos, permitirá a reciclagem de 442 mil lâmpadas. Até dezembro, foram descontaminadas e recicladas cerca de 217 mil lâmpadas.

Através do Programa de Gestão Ambiental de Materiais, a CEMIG já viabilizou a reciclagem e a destinação final de vários de seus resíduos industriais, tais como, vidros, lâmpadas, baterias, tintas e solventes, sucatas de chumbo e metálicas, dentre outros.

BUG DO MILÊNIO

Resultado de uma preparação que se iniciou em março de 1997, chegando em julho de 1999 com todos os seus sistemas de processamento de dados preparados para a virada do ano 2000, a CEMIG passou absolutamente incólume pelos problemas do Bug do Milênio, na sua primeira data crítica.

No período de 31 de dezembro de 1999 a 3 de janeiro de 2000, a CEMIG mobilizou uma equipe de 1.550 pessoas que acompanharam aquela transição, prontos para colocar em ação o Plano de Contingência da Companhia, caso qualquer problema ocorresse. A CEMIG manteve uma “Sala de Situação”, localizada na sede, em contato direto com todas as unidades operacionais espalhadas pelo Estado. Além disso, estabeleceu contatos diretos com a Southern Co., ANEEL/ONS e órgãos do Governo de Minas Gerais.

Para a próxima data crítica (dias 28 e 29 de Fevereiro de 2000) a CEMIG voltará com o mesmo esquema, devidamente ajustado, para encerrar o seu Projeto “Bang no BUG”.

INVESTIMENTOS

Foi investido pela CEMIG em todo o ano de 1999 um total de R\$ 496,4 milhões, destinados, em sua maior parte, a obras de distribuição de energia elétrica. Outros R\$ 32,6 milhões foram destinados a outros negócios, como por exemplo, o aporte de capital de R\$ 24,7 milhões na EMPRESA DE INFOVIAS S.A.

Geração

O grande destaque de 1999 foi o início das obras de implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de Porto Estrela, com 112 MW de potência instalada, localizado na bacia do Rio Doce, ocorrido em julho. O Consórcio de Porto Estrela, composto pela CEMIG, Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) e Companhia de Tecidos do Norte de Minas (COTEMINAS), cada uma com 1/3 de participação, investirá R\$ 101,0 milhões no empreendimento. Sua grande importância é estar próxima ao maior centro de consumo da CEMIG, a Região do Vale do Aço. Essa usina também influirá positivamente na melhoria do transporte de energia, reduzindo perdas elétricas e garantindo a qualidade no atendimento aos consumidores daquela região.

Foi iniciada, em janeiro, a operação comercial integral da Usina Hidrelétrica de Igarapava, incorporando 210 MW ao parque gerador de Minas Gerais. A CEMIG detém 14,5 por cento do empreendimento, realizado em parceria com a Companhia Vale do Rio Doce – (CVRD), Companhia Siderúrgica Nacional – (CSN), Companhia Mineira de Metais – (CMM) e Mineração Morro Velho Ltda. Com essa usina, fica quase esgotado o potencial hidrelétrico do Rio Grande. A CEMIG inovou na gestão da obra, concluída com 4 meses de antecipação e com uma economia de recursos de quase 14 por cento em relação ao valor contratual (orçada inicialmente em US\$ 270 milhões, foi concluída a um custo de aproximadamente US\$ 233 milhões).

Ocorreu, em dezembro, a assinatura de contrato com os fornecedores de materiais e serviços para a construção da Usina Hidrelétrica de Aimorés, a ser implantada no Rio Doce, com 330 MW de capacidade instalada e custo total estimado em R\$ 325 milhões. A Usina abrangerá áreas dos municípios de Aimorés, Itueta e Resplendor. Neste consórcio, a CEMIG detém 49,0 por cento das ações e sua parceira, Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), os outros 51,0 por cento. O início da construção está previsto para o primeiro semestre de 2000 e a geração deverá começar em novembro de 2002.

A implantação da Usina Hidrelétrica de Aimorés tem como particularidade o grande envolvimento da comunidade com o projeto, devido às alterações a serem executadas em sua área de influência, incluindo relocação da cidade de Itueta e melhoria da infra-estrutura na região de sua implantação.

Adicionalmente, envidaram-se esforços para viabilizar outros aproveitamentos hidrelétricos que podem adicionar quase 1000 MW ao sistema elétrico da CEMIG nos próximos 5 anos. Um fato novo surgido para viabilização destas usinas é a contratação de EPCs (Engineering, Procurement and Construction), que englobam, em um só contrato, o projeto, as obras civis, o fornecimento dos equipamentos eletromecânicos, a montagem eletromecânica e o comissionamento, proporcionando menor custo e menor risco, além de agilidade e sinergia entre as empresas fornecedoras. A CEMIG supervisionará a implantação dos empreendimentos e dará suporte técnico às EPCs.

A CEMIG, ao longo do ano, também se envolveu no Programa de Implantação de Aproveitamentos Hidrelétricos de Pequeno Porte, com a finalidade de analisar a viabilidade técnico-econômica de aproveitamentos com capacidade de geração de até 30 MW, as denominadas PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas. De um total inicial de 105 aproveitamentos, estão sendo estudadas, atualmente, 56 PCHs localizadas em diversas bacias do Estado e que poderão disponibilizar, nos próximos anos, 766 MW ao mercado de energia elétrica.

A CEMIG também está participando, em parceria com a Mannesmann, de um empreendimento de co-geração, a Usina Termelétrica Barreiro, com cerca de 11 MW de potência.

Foram desenvolvidos, ainda, projetos de automação das grandes instalações de geração, importantes para a redução de custos e aumento da confiabilidade operativa do sistema elétrico da CEMIG.

Transmissão e Distribuição

Em 1999, foram acrescentados ao sistema 12.990 km de novas redes de distribuição e construídos 531 km de linhas de subtransmissão, totalizando 298.770 km de redes de distribuição e 20.967 km de linhas de transmissão e subtransmissão em operação em dezembro de 1999, já descontadas as desativações.

Foram, ainda, colocados em operação 257 MVA de capacidade de transformação no sistema elétrico da CEMIG, além de 170 MVar de compensação reativa, elevando a capacidade total nas subestações abaixadoras para 20.975 MVA em dezembro de 1999, já descontadas as desativações. Contribuíram para esse acréscimo, a implantação de 5 novas subestações e a ampliação de outras 33.

Coerente com a política de fornecer energia com qualidade e confiabilidade adequadas ao seu mercado, foram substituídas ou desativadas várias instalações, nas tensões de 34,5, 69 e 138 KV, totalizando 149 km de linhas e 77 MVA de capacidade abaixadora, que poderiam comprometer a continuidade do fornecimento aos consumidores.

Em continuação ao projeto de automação de subestações, o que possibilita a redução de custos operativos, melhoria da qualidade dos serviços e otimização da operação do sistema, foram concluídas as obras de automação de 60 novas subestações, sendo que 35 já entraram em operação, elevando a 163 o total de subestações telecontroladas em dezembro de 1999. As outras 25 serão comissionadas no primeiro trimestre de 2000. Foram, ainda, instalados Registradores de Perturbações em 10 subestações da Rede Básica.

Ainda na área de distribuição de energia, destaque-se no decorrer do ano de 1999, o Projeto de Energia Solar, que instalou cerca de 100 sistemas de aquecimento solar de água em prédios de Belo Horizonte, com o objetivo de combater a sobrecarga no horário de pico. Outro Projeto, de caráter social, foi a pré-eletrificação rural através de sistemas fotovoltaicos para atender comunidades rurais que residem distantes da rede elétrica convencional e vivem em áreas carentes do Estado de Minas Gerais.

Merecem destaque, também, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD, que instalou 21.000 controladores de demanda residencial, o Projeto Gemini, que implantou as ferramentas de geoprocessamento para facilitar e aprimorar a qualidade da operação, planejamento e projeto do sistema elétrico e a Consultoria Externa no Panamá, resultado de concorrência pública internacional vencida pelo consórcio LEME-CEMIG, que iniciou seus trabalhos na área de eletrificação rural no mês de outubro.

PROGRAMAS ESPECIAIS DE ELETRIFICAÇÃO

Programa Luz Real

Através desse Programa, a CEMIG está possibilitando o acesso à energia elétrica para a população menos favorecida da periferia e favelas das grandes cidades mineiras, sendo melhorada a qualidade da iluminação pública nessas áreas e incentivadas as Cooperativas de Eletricistas Autônomos a elevarem a qualificação profissional de seus eletricitas. Além disso, iniciou-se a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas nos consumidores residenciais de consumo até 30KWh e em escolas públicas.

Programa Lumiar

Lançado em novembro de 1999, o Lumiar é um programa de eletrificação que em apenas quatro anos vai levar energia a todos os pequenos produtores rurais do Estado de Minas Gerais. O Lumiar é um programa que beneficia, principalmente, o pequeno produtor rural de baixa renda de localidades carentes. A meta é eletrificar 185 mil novas unidades consumidoras, alcançando um índice próximo a 100 por cento de eletrificação rural na área de concessão da Companhia.

CAPTAÇÃO DE RECURSOS

A CEMIG captou, em 1999, um montante de R\$ 546,1 milhões. Para cobertura do seu programa de investimentos foram utilizados um total de R\$ 47,1 milhões em recursos de financiamentos, R\$ 29,0 milhões de contribuição de consumidores e R\$ 235,9 milhões, adiantados à CEMIG, através de operações de venda antecipada de energia realizadas com os consumidores industriais ALCOA e ALCAN. Foram captados R\$ 162,9 milhões em recursos de curto prazo, para fazer face ao pagamento de dívida referente a COFINS e R\$ 71,2 milhões de recursos externos destinados ao refinanciamento de parte da dívida registrada junto ao Banco Central do Brasil.

ENDIVIDAMENTO

A dívida da CEMIG, relativa a empréstimos e financiamentos, era de R\$ 1.481,3 milhões no final de 1999. Deste total, 29,9 por cento representam dívidas de curto prazo e, dos 70,1 por cento restantes, 63,7 por cento deverão ser liquidadas após 4 anos. O endividamento em moeda estrangeira representa 64,5 por cento da dívida total, sendo que, 89,9 por cento desse montante é contratado em dólares americanos. O custo médio atual da dívida é de 9,49 por cento ao ano.

A dívida total da CEMIG representava 35,9 por cento de seu patrimônio líquido, em 31 de dezembro de 1999, o que indica um baixo endividamento da Companhia, em comparação as de mais empresa congêneres. Essa característica lhe confere uma excelente qualidade de crédito, como também, um expressivo potencial de alavancagem para sua expansão.

O gráfico a seguir apresenta o perfil da dívida da CEMIG, posição em 31 de dezembro de 1999, com destaque para o ano de 2001, em que há a previsão para resgate antecipado, no quinto ano, dos eurobônus emitidos em 1996, no valor de US\$ 150 milhões (R\$ 268,4 milhões).

EMPRESAS

GASMIG

A GASMIG, subsidiária da CEMIG para atuar na distribuição de gás em todo o Estado de Minas Gerais, atingiu a marca de fornecimento de 1 milhão de m³/dia de gás industrial, consumidos por 55 empresas, representando um crescimento de 57 por cento em relação ao ano de 1998.

A GASMIG concluiu o projeto do ramal e o processo de licitação para compra de materiais e execução de obras do gasoduto para o Centro Industrial de Contagem - CINCO.

Foi verificado um crescimento do consumo médio mensal de gás veicular em 3.300 por cento relativo a dezembro de 1998, atingindo a distribuição de 600.000 m³/mês para cerca de 1.200 veículos, o que superou as expectativas mais otimistas.

INFOVIAS

Foi fundada, em 13 de janeiro de 1999, a EMPRESA DE INFOVIAS S.A., que tem como principais objetivos (a) a prestação e exploração de serviço limitado especializado na área de telecomunicações, através de sistema integrado constituído de cabos de fibra óptica, cabos coaxiais e equipamentos eletrônicos e associados, para transmissão, emissão ou recepção de símbolos, caracteres, sinais, escritos, imagens, sons e informações de qualquer natureza; (b) a cessão de seu sistema de telecomunicações, mediante remuneração, para concessionárias de serviços públicos de energia elétrica e para empresas especializadas que pretendam operá-lo comercialmente como provedor alternativo de transporte a empresas que possuem permissão para prestar serviços de telecomunicações; (c) a operação comercial de seu sistema de telecomunicações, como provedor alternativo de transporte a empresas que possuam permissão para prestar serviços de telecomunicações e (d) a participação em outras sociedades.

Entre os negócios que podem ser realizados pela EMPRESA DE INFOVIAS S.A., estão a transmissão de sinais de TV a Cabo, de Internet, Web TV etc., através de parcerias com as operadoras desses serviços, além da transmissão de dados intra-empresas, que pode ser utilizada pela CEMIG para agilizar sua comunicação interna e com seus próprios clientes. Vislumbra-se, ainda, a partir de 2002, a transmissão de sinais de telefonia, a partir da abertura desse mercado, sempre em parceria com operadoras do setor.

A composição do capital social da EMPRESA DE INFOVIAS S.A., já subscrito e integralizado, é a seguinte: Cia. Energética de Minas Gerais, 48,97 por cento, AES Força e Empreendimentos Ltda., 49,97 por cento, Clube de Investimentos dos Empregados da CEMIG - CLIC, 0,99 por cento e Outros Acionistas, 0,07 por cento.

INDICADORES DE DESEMPENHO

Os indicadores de desempenho da CEMIG são como segue:

	<u>Liquidez</u>	<u>Dez/99</u>	<u>Dez/98</u>
Liquidez Corrente	Índice	0,47	0,47
Liquidez Geral	Índice	0,79	0,82
Endividamento (sem Obrigações Especiais)			
Ativo Total	%	23,76	19,93
Patrimônio Líquido	%	35,92	28,18
Ativo Permanente	%	29,29	23,81
Rentabilidade			
Patrimônio Líquido	%	0,44	6,03
Margem Operacional	%	14,10	27,30
Margem Líquida	%	1,18	19,35
Imobilizado	%	0,37	5,24
Margem			
EBITDA (*)	R\$ milhões	852	1.033
EBITDA (*) / Receita Líquida	%	29,76	41,40

(*) Lucro Operacional antes do Resultado de Participações Societárias e das Receitas (Despesas) Financeiras excluindo-se despesas com Depreciação e Amortização.

As vendas de energia por empregado foram de 3.327 MWh representando um aumento de 1,9 por cento em relação a 1998.

O número de consumidores por empregado foi de 418, representando um aumento de 6,91 por cento em relação a 1998.

O número de empregados em 31 de dezembro de 1999 era de 11.748 (incluindo 16 aprendizes) observando-se uma redução de 213 pessoas no ano. Em comparação com 1998, a redução percentual foi de 1,81 por cento.

Quanto aos indicadores de interrupção no fornecimento de energia, a CEMIG alcançou uma boa melhoria em relação ao ano anterior, diminuindo suas interrupções. A duração equivalente de interrupção por consumidor/ano (DEC) foi de 9 horas e 46 minutos até o final de 1999 (11 horas e 57 minutos em 1998) e a frequência equivalente de interrupções por consumidor/ano (FEC) foi de 6,54, para desligamentos acima de 3 minutos (7,88 em 1998). Esses indicadores não levaram em consideração as ocorrências externas ao sistema elétrico da CEMIG.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Companhia, em dezembro de 1999, era de R\$ 1.590 milhões. Em sua composição podemos verificar o Estado de Minas Gerais possuindo 23,44 por cento do total das ações da CEMIG, o setor privado 75,67 por cento e os demais acionistas 0,89 por cento.

ASPECTOS PATRIMONIAIS

A Diretoria Executiva irá propor à Assembléia Geral Ordinária que os Juros sobre Capital Próprio, que deverão ser pagos aos acionistas a título de dividendo no valor de R\$ 186,9 milhões, aprovados pela Reunião do Conselho de Administração realizada em 21 de dezembro de 1999, sejam distribuídos, utilizando-se do lucro disponível para distribuição aos acionistas do exercício no valor de R\$ 93,4 milhões e da Reserva de Retenção de Lucros acumulados no valor de R\$ 93,4 milhões.

A Diretoria Executiva irá propor, ainda, à Assembléia Geral Ordinária, aprovação para utilizar da Reserva de Retenção de Lucros a importância de R\$ 85,6 milhões para aplicação em investimentos na EMPRESA DE INFOVIAS S.A. e R\$ 36,8 milhões na GASMIG, sendo R\$ 25,8 milhões já integralizados e R\$ 11,0 milhões a integralizar, coligada e controlada da CEMIG, respectivamente.

RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia obteve, pela legislação societária, um lucro líquido de R\$ 33,7 milhões, representando R\$ 0,21 por lote de mil ações.

2 Receita Operacional

A receita com fornecimento de energia elétrica apresentou um crescimento de 16,43 por cento em relação ao mesmo período do exercício anterior, decorrente substancialmente dos reajustes de 4,54 por cento na tarifa em abril de 1998, 16,25 por cento em abril de 1999 e 3,85 por cento em junho de 1999.

Em contrapartida ao reajuste das tarifas, ocorreu uma redução de 0,25 por cento no volume de energia elétrica vendida a consumidores finais em função do decréscimo de 3,08 por cento no consumo do segmento industrial. A redução no consumo industrial foi compensada pelo aumento de 4,01 por cento no volume de energia vendida aos consumidores das demais classes.

Em função, principalmente, da retração do fornecimento contratual a Furnas, a receita com suprimento de energia teve uma redução de 51,96 por cento.

3 Despesa Operacional

As Despesas Operacionais aumentaram 35,60 por cento, representando um acréscimo de R\$ 645,8 milhões em relação ao exercício anterior. As principais variações verificadas no exercício foram:

- Os gastos com energia elétrica comprada para revenda aumentaram R\$ 245,7 milhões em função da variação cambial, considerando-se que a tarifa de repasse de suprimento é indexada ao dólar norte-americano.
- Aumento na despesa com depreciação e amortização em decorrência da entrada em operação da Usina de Miranda no segundo semestre do exercício anterior e utilização de novas taxas de depreciação que provocaram um incremento de 12 por cento na despesa, aproximadamente R\$ 48 milhões, no exercício.
- Foram constituídas provisões operacionais no exercício no montante de R\$ 118,5 milhões, um acréscimo de R\$ 113,2 milhões em relação ao exercício anterior, em decorrência da evolução das causas judiciais e a dificuldade de recuperação dos ativos durante o exercício.
- Crescimento de R\$ 80,5 milhões nos encargos de uso da rede em função dos novos contratos entre os concessionários para utilização da rede básica de transmissão.

Receitas (Despesas) Financeiras

Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro estão abaixo relacionados:

- Receita financeira de R\$ 152,7 milhões referente a juros e variação monetária do Contrato de Cessão dos Créditos ao Governo de Minas Gerais.
- Crescimento nas despesas com encargos de dívida devido ao aumento no saldo de empréstimos e financiamentos (efeito da desvalorização cambial) e à diminuição dos valores incorporados ao Ativo Imobilizado. Com a conclusão da usina de Miranda no segundo semestre do exercício anterior, os financiamentos vinculados à construção da usina passaram a ter os encargos financeiros incorporados ao resultado.
- A despesa com variação cambial apresentou um aumento expressivo, no montante de R\$ 270,2 milhões, decorrente da desvalorização do real em relação às moedas estrangeiras indexadoras das dívidas com financiamentos e energia comprada para revenda.
- Reversão de juros e multas sobre COFINS de R\$ 76,7 milhões utilizando-se dos benefícios fiscais previstos na Medida Provisória 1858-7, de 29 de junho de 1999.

Resultado não Operacional

Foram reconhecidas perdas no valor de R\$ 28,9 milhões referentes a recursos aplicados no FINOR, gastos com custeio administrativo da FORLUZ e conclusão do processo de desativação de equipamentos de informática e veículos.

AGRADECIMENTOS

A administração da CEMIG é grata ao Governador do Estado de Minas Geais, Dr. Itamar Franco, pela confiança e apoio constantemente manifestados durante o ano. Estende também os agradecimentos às demais autoridades Federais, Estaduais e Municipais, às comunidades servidas pela Companhia, aos acionistas e demais investidores e, em especial, à dedicação de seu qualificado corpo de empregados.

11.1 – NOTAS EXPLICATIVAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998 (Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1) CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, sociedade de capital aberto, certificado GEMEC/RCA-200-75/109, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, é concessionária do serviço público de energia elétrica e seu acionista controlador é o Estado de Minas Gerais. Seus principais objetivos sociais são a construção e operação de sistemas de produção, transformação, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de atividades nos diferentes campos da energia, com vistas à respectiva exploração econômica.

A Companhia tem como área de concessão 562.762 km², aproximadamente 97 por cento do território de Minas Gerais, atendendo em torno de 4.917 mil consumidores (1998 – 4.680 mil). Seu parque gerador é composto por 38 usinas, basicamente hidrelétricas, com uma capacidade instalada de geração da ordem de 5.514 MW (1998 - 5.484 MW).

Entrou em operação comercial no exercício de 1999 a usina hidrelétrica de Igarapava, com capacidade instalada de 210 MW, construída em consórcio com a iniciativa privada, sendo que a Companhia participa com 14,5 por cento do empreendimento.

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 18 de agosto de 1999, aprovou a participação da CEMIG de 48,97 por cento na EMPRESA DE INFOVIAS S.A., constituída com o objetivo de prestação e exploração de serviço limitado especializado na área de telecomunicações, por meio de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e associados. A participação da CEMIG no empreendimento tem um custo total estimado de R\$ 190.600, a serem realizados até o final do exercício de 2001.

A Companhia conta atualmente com um quadro de 11.748 empregados efetivos (11.947 em 1998), com a menor remuneração de R\$ 501,00 e a maior de R\$ 11.111,00 em dezembro de 1999.

2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1) Apresentação das Demonstrações Contábeis

Foram elaboradas e preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações; Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995 (que eliminou a adoção de qualquer sistema de correção monetária de balanço para fins societários, a partir de 1º de janeiro de 1996); normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e normas da legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A Companhia não está apresentando Demonstrações Contábeis Consolidadas considerando que as demonstrações contábeis da controlada, Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG, não provocam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da CEMIG.

Adicionalmente às demonstrações contábeis, a Companhia está apresentando, voluntariamente, nos Anexos I, II e III, as demonstrações do fluxo de caixa, do valor adicionado e do resultado agregado por atividades, respectivamente.

2.2) Principais Práticas Contábeis

(a) Práticas Contábeis Específicas do Setor Elétrico-

Juros sobre Obras em Andamento - É a remuneração à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, sobre o capital próprio utilizado para construção de bens e instalações, registrada no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Patrimônio Líquido, durante o período de execução da obra. A Companhia decidiu não remunerar as imobilizações constituídas com capital próprio, a partir do exercício de 1999, em decorrência de alteração na legislação do Imposto de Renda, que tornou tributável os valores registrados a este título a partir de 1º de janeiro de 1999.

Juros incorridos e demais encargos financeiros - Os relativos a financiamentos obtidos de terceiros, vinculados a obras em construção, são apropriados às Imobilizações em Curso, durante o período de construção.

Despesas de Administração - São atribuídas mensalmente às ordens em curso, mediante rateio limitado a 10 por cento dos gastos diretos de pessoal e serviços de terceiros nas referidas ordens.

(b) Práticas Contábeis Gerais-

Disponibilidades - Referem-se principalmente a aplicações financeiras, com resgate a curto prazo, que estão demonstradas ao custo acrescidos dos rendimentos auferidos até a data do balanço, quando aplicável, a valores não superiores aos de realização.

Consumidores e Revendedores - O fornecimento de energia elétrica não faturado na data do balanço é contabilizado em regime de competência.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - É constituída em montante considerado suficiente para cobrir possíveis perdas com consumidores e revendedores, tanto a curto quanto a longo prazo.

Almoxarifado - Os materiais em estoque classificados no Circulante são avaliados ao custo médio. Os materiais destinados a obras são classificados no Ativo Permanente.

Investimentos - A participação em empresas controladas e coligadas são avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial, sendo as demais participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição. Os demais Investimentos são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável, e corrigidos monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Imobilizado - São avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação e corrigidos monetariamente até 31 de dezembro de 1995, acrescido de juros capitalizados.

Depreciação e Amortização - São calculadas sobre o saldo do Imobilizado em Serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pelo Poder Concedente, e estão agregadas às despesas com a operação ou aos custos com a expansão do sistema, em função da utilização dos bens que lhes deram origem.

Ativos e Passivos em moeda estrangeira- São atualizados com base nas taxas de câmbio em vigor na data do balanço.

Obrigações Especiais - São avaliadas pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, e corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Demais Ativos e Passivos - Os sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados na data do balanço. Os restantes são apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Resultado - É apurado pelo regime contábil de competência de exercício.

Fundo de Pensão e demais benefícios - Os custos relacionados aos fundos de pensão e os outros benefícios a aposentados são contabilizados quando se tornam devidos.

Imposto de Renda e Contribuição Social - São provisionados ou constituídos créditos sobre prejuízos fiscais e adições temporárias, sendo seu efeito lançado no resultado do exercício.

Lucro Líquido por Mil Ações - É calculado com base no número de ações em circulação, na data do balanço.

Uso de estimativas - A preparação das demonstrações contábeis requer que a Administração efetue estimativas e adote premissas que afetam os montantes apresentados de ativos e passivos na data das referidas demonstrações, assim como os valores de receitas, custos e despesas. Os valores reais podem diferir daqueles estimados.

3) DAS CONCESSÕES

A Companhia detém junto ao órgão regulador do Serviço Público de Energia Elétrica, as seguintes concessões:

<u>USINAS</u>	<u>Rio</u>	<u>Capacidade Instalada (MW)</u>	<u>Data da Concessão</u>	<u>Data de Vencimento</u>
Hidrelétricas				
São Simão	Paranaíba	1.710,000	01/1965	01/2015
Emborcação	Paranaíba	1.192,000	07/1975	07/2005
Nova Ponte	Araguari	510,000	07/1975	07/2005
Jaguara	Grande	424,000	08/1963	08/2013
Miranda	Araguari	408,000	12/1986	12/2016
Três Marias	São Francisco	396,000	04/1958	07/2015
Volta Grande	Grande	380,000	02/1967	02/2017
Igarapava	Grande	210,000	05/1995	12/2028
Salto Grande	Santo Antônio	102,000	10/1963	07/2015
Itutinga	Grande	52,000	07/1957	07/2015
Camargos	Grande	48,000	08/1958	07/2015
Piau	Piau / Pinho	18,012	10/1964	07/2015
Gafanhoto	Pará	12,880	09/1953	07/2015
Peti	Santa Bárbara	9,400	09/1974	07/2015
Rio de Pedras	Das Velhas	9,280	09/1974	09/2004
Poço Fundo	Machado	9,160	08/1975	08/2005
Joasal	Paraibuna	8,000	03/1997	07/2015
Tronqueiras	Tronqueiras	7,870	11/1965	07/2015
Martins	Uberabinha	7,700	11/1974	07/2015
Cajuru	Pará	7,200	08/1958	07/2015
São Bernardo	São Bernardo	6,820	08/1975	08/2005
Pandeiros	Pandeiros	4,200	09/1971	09/2001
Paciência	Paraibuna	4,080	03/1997	07/2015
Marmelos	Paraibuna	4,000	03/1997	07/2015
Salto de Morais	Tijuco	2,394	06/1970	06/2000
Sumidouro	Sacramento	2,120	04/1974	07/2015
Anil	Jacaré	2,080	04/1958	07/2015
Xicão	Santa Cruz	1,808	08/1975	08/2005
Hidrelétricas				
Luiz Dias	Lourenço Velho	1,620	08/1975	08/2005
Santa Marta	Ticororó	1,000	01/1962	07/2015
Outras	-	3,592	-	-
Projetos em Andamento				
Porto Estrela	Santo Antônio	112,000	05/1997	04/2027
Queimado	Rio Preto	105,000	11/1997	12/2027
Termelétricas				
Igarapé	Paraopeba	131,000	08/1974	08/2004
Distribuição				
Norte	-	-	04/1997	02/2016
Sul	-	-	04/1997	02/2016
Leste	-	-	04/1997	02/2016
Oeste	-	-	04/1997	02/2016
Transmissão				
Rede Básica	-	-	07/1997	07/2015

As concessões referentes às usinas de Igarapava, Porto Estrela e Queimado estão sendo realizadas em parceria com a iniciativa privada sendo a participação da Companhia de 14,50 por cento, 33,33 por cento e 65,00 por cento, respectivamente.

4) CONSUMIDORES E REVENDEDORES – CRÉDITOS RENEGOCIADOS

Classe de Consumidor	Saldo a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos	Total	
			há mais de 90 dias	1999	1998
Residencial	138.170	42.272	28.771	209.213	150.634
Industrial	89.952	29.597	4.248	123.797	144.273
Comércio, Serviços e Outras	51.961	12.622	6.590	71.173	51.037
Rural	17.498	3.903	967	22.368	17.181
Poder Público	12.336	4.388	8.950	25.674	15.196
Iluminação Pública	10.495	2.135	1.921	14.551	9.467
Serviço Público	30.233	2.131	11.008	43.372	34.367
Subtotal – Consumidores	350.645	97.048	62.455	510.148	422.155
Suprimento	10.773	150	542	11.465	23.086
Provisão para Crédito de Liquidação					
Duvidosa	-	-	-	(63.223)	(35.206)
TOTAL – Circulante	361.418	97.198	62.997	458.390	410.035
Créditos Renegociados – Longo Prazo	89.570	-	-	89.570	74.743

A Companhia vinha mantendo negociações com consumidor industrial em processo de reestruturação financeira e societária, incluído em Consumidores - Créditos Renegociados. Neste exercício, as negociações foram concluídas, assegurando a realização dos valores consignados no Balanço Patrimonial.

5) TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

	1999	1998
Imposto de Renda	41.485	14.263
Contribuição Social	11.215	5.082
ICMS	58.859	30.357
Outros	9	289
	<u>111.568</u>	<u>49.991</u>

O Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a antecipações e pagamentos, a serem compensados com obrigações de tributos federais no próximo exercício.

Os valores compensáveis de ICMS referem-se a aquisições de ativos fixos, cuja compensação será realizada no exercício de 2000.

6) CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITOS

O valor, classificado no Realizável a Longo Prazo, refere-se ao saldo credor remanescente da Conta de Resultados a Compensar - CRC, que foi repassado ao Governo do Estado de Minas Gerais, através de um contrato de cessão de crédito, de acordo com a Lei nº 8.724/93, com prazo de carência de três anos e amortização mensal em dezessete anos, com atualização monetária pela UFIR e juros de 6 por cento ao ano, a contar de 2 de maio de 1995. Esse crédito está garantido pelo Fundo de Participação dos Estados - FPE.

7) CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS

A Companhia possui créditos tributários registrados no Realizável a Longo Prazo referentes a prejuízo fiscal do exercício de 1999 e adições temporárias de Imposto de Renda - alíquota de 25 por cento e Contribuição Social - alíquota de 9 por cento, conforme segue:

	1999	1998
Créditos Tributários sobre-		
Prejuízo Fiscal	34.533	-
Provisão para Contingências	62.975	31.455
COFINS – Exigibilidade Suspensa	-	62.192
Provisão sobre Créditos de Liquidação Duvidosa	21.534	12.008
Provisão para Desvalorização em Relação ao Valor de Mercado- Títulos e		
Valores Mobiliários	8.273	3.987
Provisão para Participação no Resultado	898	7.293
Outros	5.519	5.946
	<u>133.732</u>	<u>122.881</u>

Os créditos tributários referentes ao prejuízo fiscal serão compensados a partir do exercício de 2000.

8) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia possui 67.245 Notas do Tesouro Nacional – NTN-3, com vencimento previsto para 15 de abril de 2024, sujeitas a reajuste pela variação do dólar norte-americano e juros progressivos de 5,50 por cento a 6,00 por cento ao ano. A composição do saldo é como segue:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Valor de Aquisição Atualizado	64.899	57.500
Provisão para Desvalorização em Relação ao Valor de Mercado	(24.331)	(11.725)
	<u>40.568</u>	<u>45.775</u>

9) ESTUDOS E PROJETOS REEMBOLSÁVEIS

A Companhia transferiu do Imobilizado os gastos com estudos de viabilidade técnica objetivando a construção de usinas e instalações complementares, de subestações e linhas de transmissão em sua área de concessão.

Os estudos de viabilidade concluídos, usinas de Bocaina e Formoso, correspondem a R\$ 25.293 mil, sendo que os estudos de viabilidade em andamento, referentes às usinas de Capim Branco I e II, usina de Murta e SE Itajubá, correspondem a R\$ 18.307 mil.

No caso destes projetos serem conduzidos pela Companhia, estes valores serão transferidos para o Imobilizado e, em caso de concessão a terceiros, a Companhia será reembolsada pelos gastos realizados.

10) INVESTIMENTOS

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Participações em Controladas/ Coligadas-		
GASMIG	46.766	33.810
EMPRESA DE INFOVIAS S.A.	24.692	-
Outras Participações Societárias Permanentes	8.995	6.728
Provisão para Desvalorização em Participações Societárias Permanentes	(3.704)	(1.665)
Obras de Perenização do Vale do Jequitinhonha	-	177.821
Outros Investimentos	10.414	7.579
	<u>87.163</u>	<u>224.273</u>

Dos investimentos realizados na EMPRESA DE INFOVIAS S.A., que se encontra em fase pré-operacional, R\$ 24.687 mil referem-se a adiantamento para futuro aumento de capital.

As informações patrimoniais da GASMIG e EMPRESA DE INFOVIAS S.A. encontram-se demonstradas abaixo:

	<u>1999</u>	<u>GASMIG</u> <u>1998</u>	<u>EMPRESA DE</u> <u>INFOVIAS S.A.</u> <u>1999</u>
Quantidade de Ações do Capital Social-			
Ordinárias	45.796.767	45.796.767	10.000
Preferenciais	91.593.534	91.593.534	-
Quantidade de Ações de Propriedade da Companhia-			
Ordinárias	41.393.816	41.393.816	4.897
Preferenciais	89.191.593	89.191.593	-
Percentual de Participação	95,05	95,05	48,97
Valor do Capital Social	27.118	27.118	10
Patrimônio Líquido	49.158	35.492	10
Lucro Líquido do Exercício	11.353	3.774	-
Resultado de Participações Societárias	5.624	3.610	-

11) IMOBILIZADO

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Imobilizações em Serviço-		
Geração-		
Termoelétricas	123.728	101.310
Hidrelétricas e Outras	5.444.060	5.127.835
Transmissão	929.649	1.908.162
Distribuição	5.325.460	4.101.033
Administração	169.366	445.246
	<u>11.992.263</u>	<u>11.683.586</u>
Depreciação e Amortização Acumuladas-		
Geração	(1.737.972)	(1.599.646)
Transmissão	(362.157)	(328.844)
Distribuição	(1.902.056)	(1.642.951)
Administração	(90.924)	(112.322)
	<u>(4.093.109)</u>	<u>(3.683.763)</u>
	<u>7.899.154</u>	<u>7.999.823</u>
Imobilizações em Curso-		
Geração	135.487	358.163
Transmissão	75.812	133.204
Distribuição	1.107.236	666.970
Administração	-	95.764
	<u>1.318.535</u>	<u>1.254.101</u>
	<u>9.217.689</u>	<u>9.253.924</u>

De acordo com os arts. 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, a ser aplicada na concessão.

A Resolução nº 044, de 17 de março de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, alterou as taxas anuais de depreciação a serem observadas a partir de 1º de janeiro de 1999, conforme segue: de 2 a 7,1 por cento para bens vinculados à Geração e Transmissão, de 2,5 a 7,7 por cento para bens vinculados à Distribuição, 10 por cento para Móveis e Utensílios e 20 por cento para Veículos. Essa alteração provocou um acréscimo de 12 por cento na despesa com depreciação, representando aproximadamente R\$ 48 milhões, no resultado do exercício de 1999. Contribuiu também para o aumento do valor da depreciação a entrada em operação da Usina de Miranda, ocorrida no segundo semestre de 1998.

A partir do exercício de 1996, a Companhia passou a incorporar, no seu Ativo Imobilizado, os encargos financeiros e os efeitos inflacionários dos financiamentos vinculados às obras, de acordo com o art. 2º da Portaria DNAEE nº 526, de 22 de novembro de 1995.

As capitalizações dos encargos financeiros realizadas no exercício estão demonstradas como segue:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Encargos financeiros	723	31.592
Efeitos inflacionários	8.382	18.491
	<u>9.105</u>	<u>50.083</u>

12) FORNECEDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

Refere-se a valores a pagar por energia comprada para revenda, principalmente de Furnas Centrais Elétricas S.A., compreendendo valores faturados. As faturas são atualizadas pela variação do dólar norte-americano, até a data do vencimento.

13) TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
A Recolher-		
COFINS	11.400	165.972
Imposto de Renda	-	62.907
Contribuição Social	83.601	88.056
ICMS	106.293	60.471
INSS	6.424	5.841
Imposto de Renda Retido na Fonte	17.788	9.691
Outros	<u>10.263</u>	<u>7.110</u>
	<u>235.769</u>	<u>400.048</u>
Compensáveis-		
Antecipação de Imposto de Renda	-	(63.283)
Antecipação de Contribuição Social	-	(19.294)
IRRF sobre Aplicações Financeiras	(4.817)	(4.995)
Antecipação de ICMS	<u>(70.000)</u>	<u>-</u>
	<u>(74.817)</u>	<u>(87.572)</u>
	<u>160.952</u>	<u>312.476</u>

Considerando a decisão do Supremo Tribunal Federal, que declarou constitucional a cobrança da COFINS, e o benefício fiscal previsto na Medida provisória nº 1858-7, de 29 de junho de 1999, a Companhia decidiu quitar, em 30 de julho de 1999, o débito de COFINS junto ao Fisco Federal. Foram pagos R\$ 239.266 em parcela única, sendo o efeito no resultado, credor de R\$ 76.722.

A Companhia realizou adiantamento de ICMS, em dezembro de 1999, ao Governo do Estado de Minas Gerais no valor de R\$ 70.000, a ser compensado com ICMS a pagar no primeiro trimestre de 2000. Em decorrência do adiantamento realizado, a Companhia obteve prorrogação no vencimento do ICMS a pagar a partir de março de 2000.

14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

FINANCIADORES	1999			1998
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	Total
EM MOEDA ESTRANGEIRA				
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	28.383	46.581	74.964	75.182
International Bank for Reconstruction and Development - (IBRD)	10.305	16.880	27.185	26.368
Banco Real S.A.	32.763	-	32.763	22.136
Diversos (Eurobônus) (3)	-	268.350	268.350	181.305
IMPISA - Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A.	42.556	106.652	149.208	129.385
Banco do Brasil S.A. (2)	1.275	176.805	178.080	119.332
Autotrol S.A.C.I.A.F. & I	259	2.515	2.774	1.740
S.B.E. / ASEA	-	-	-	18.146
A B B - ASEA BROWN BOVERI	405	3.183	3.588	2.387
SIEMENS S.A.	68.788	29.947	98.735	52.264
NATIVA S.A.	33.616	-	33.616	20.653
K. F. W.	-	18.478	18.478	8.247
BANK AUSTRIA	67.982	-	67.982	-
Total da Dívida em Moeda Estrangeira	<u>286.332</u>	<u>669.391</u>	<u>955.723</u>	<u>657.145</u>
EM MOEDA NACIONAL				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS	97.880	356.077	453.957	458.050
Grandes Consumidores -TELEMIG / C.V.R.D.	3.284	10.270	13.554	12.055
Consumidores -				
RECON - Redes a particulares	519	-	519	566
BOZANO SIMONSEN S.A.	32.874	-	32.874	5.000
FINEP	193	-	193	491
INEPAR	1.332	3.001	4.333	2.143
BANCO ABC BRASIL	10.570	-	10.570	-
CITIBANK	9.567	-	9.567	-
Total da Dívida em Moeda Nacional	<u>156.219</u>	<u>369.348</u>	<u>525.567</u>	<u>478.305</u>
Total Geral	<u>442.551</u>	<u>1.038.739</u>	<u>1.481.290</u>	<u>1.135.450</u>

(1) Os empréstimos são devidos nas moedas de origem, todavia, para facilidade de apresentação, foram convertidos em dólares equivalentes.

(2) As taxas de juros variam: - 4 a 8 por cento ao ano;
- libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88 por cento ao ano.

(3) No exercício de 1996, a Companhia efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de "fixed rate notes", com vencimento previsto para 2004, podendo exercer a opção de resgate antecipado em 2001. O respectivo em 31 de dezembro de 1999 corresponde a R\$ 268.350.

Além das dívidas acima, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 1999, saldos de linhas de créditos a serem liberados pelas instituições financeiras, no montante de R\$ 22.230. Estes créditos destinam-se ao programa de obras da Companhia.

A distribuição anual da amortização das dívidas a longo prazo é a seguinte:

	1999	1998
2000	-	232.997
2001	161.383	121.331
2002	126.944	88.605
2003	89.182	62.649
2004 a 2024	661.230	475.446
	<u>1.038.739</u>	<u>981.028</u>

Os empréstimos e financiamentos, em sua grande maioria, são garantidos por avais e fianças da União e do Estado de Minas Gerais e foram contratados pela Companhia com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em sua área de concessão.

Os percentuais de participação das moedas e indexadores incidentes sobre os empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 1999, são como segue:

No Exterior				No País	
Moedas	%	Moedas	%	Indexadores	%
US\$	90	SWFR	01	IGP-M	37
DM	03	Unidade de Conta	05	FINEL	47
Y	01			Outros	16

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações no ano:

Moeda/ Indexador	Variação %	Moeda/ Indexador	Variação %
FINEL	3,76	DM	26,74
IGP-M	20,10	SWFR	28,36
US\$	48,01	Unidade de Conta	47,80
Y	62,55		

15) ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER

Referem-se, principalmente, a encargos incidentes sobre a Receita Operacional, a serem repassados aos órgãos competentes, cujos valores são estipulados pela ANEEL através de critérios específicos e incluídos na tarifa faturada a consumidores.

16) VENDA ANTECIPADA DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia efetuou, no 1º trimestre de 1999, a venda antecipada de 6.170.577 MWh de energia elétrica a consumidores do setor privado, por um período de 24 a 38 meses. Os valores acordados entre as partes foram integralmente recebidos e serão destinados a execução de obras do programa de investimentos da Companhia, conforme determinação da Portaria nº 173 do DNAEE. Em 31 de dezembro de 1999, o saldo tem a seguinte composição e encargos:

	Curto Prazo	Longo Prazo
Venda Antecipada- Atualização pela Variação Cambial (US\$)	58.538	93.582
Atualização pelo Ajuste de Tarifa	21.304	5.733
	<u>79.842</u>	<u>99.315</u>

17) OUTRAS OBRIGAÇÕES

	1999	1998
Provisões para Contingências-		
Trabalhistas	53.640	22.472
Cíveis – Consumidores	64.370	28.620
Cíveis – Outras	6.383	2.075
Juros e Multas Provisionados	94.924	142.267
Taxa de Iluminação Pública	15.946	15.709
Repasse de Contribuições – FORLUZ	28.675	10.200
Outros	38.613	37.382
	<u>302.551</u>	<u>258.725</u>

As contingências trabalhistas referem-se substancialmente a questionamentos de horas extras e adicional de periculosidade, sendo realizadas provisões no exercício de 1999 no valor de R\$ 31.168 (R\$ 8.038 em 1998).

Os valores provisionados de Contingências Cíveis - Consumidores referem-se a questionamento judicial por consumidores da classe industrial de reajuste tarifário ocorrido em 1986, advindo da Portaria nº 045/86 do DNAEE. Foram realizadas provisões no exercício de 1999 no valor de R\$ 35.750 (R\$ 2.295 em 1998).

As provisões para contingências foram contabilizadas com base em avaliação de risco efetuadas pelo Departamento Jurídico da Companhia e por seus advogados externos.

Os juros e multas provisionados referem-se substancialmente a contribuição social sobre correção monetária complementar, juros de empréstimos compulsórios e outros. Foram revertidas, no exercício, as provisões de juros e multas incidentes sobre a COFINS, utilizando-se dos benefícios fiscais previstos na Medida Provisória nº 1858-7, conforme descrição na nota 13.

18) OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Contribuições do Consumidor	1.148.945	1.051.311
Participações da União	7.135	7.135
Outras	<u>42</u>	<u>42</u>
	<u>1.156.122</u>	<u>1.058.488</u>

As contribuições do consumidor referem-se aos recursos destinados à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

Em virtude de sua natureza, a eventual liquidação destas obrigações depende de disposição do Poder Concedente. Desta forma, estes saldos, não devem ser consideradas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros da Companhia.

19) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social-

O capital social é de R\$ 1.589.995, totalmente subscrito e integralizado. As ações do capital social têm valor nominal de R\$ 0,01 por ação e estão assim distribuídas:

<u>Acionistas</u>	<u>Quantidade de Ações em 31 de Dezembro de 1999</u>					
	<u>Ordinárias</u>	<u>%</u>	<u>Preferenciais</u>	<u>%</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
Estado de MG	35.413.734.262	51	1.850.550.863	2	37.264.285.125	23
Southern Electric Brasil Participações Ltda.	22.908.484.893	33	-	-	22.908.484.893	14
MGI Participações S.A.	-	-	1.117.681.168	1	1.117.681.168	1
Outros-						
Setor Interno	8.022.749.346	12	34.186.044.543	39	42.208.793.889	27
Setor Externo	<u>3.150.509.430</u>	<u>4</u>	<u>52.349.743.927</u>	<u>58</u>	<u>55.500.253.357</u>	<u>35</u>
Total	<u>69.495.477.931</u>	<u>100</u>	<u>89.504.020.501</u>	<u>100</u>	<u>158.999.498.432</u>	<u>100</u>

<u>Acionistas</u>	<u>Quantidade de Ações em 31 de Dezembro de 1998</u>					
	<u>Ordinárias</u>	<u>%</u>	<u>Preferenciais</u>	<u>%</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
Estado de MG	35.413.734.262	51	1.850.550.863	2	37.264.285.125	23
Southern Electric Brasil Participações Ltda.	22.908.484.893	33	-	-	22.908.484.893	14
MGI Participações S.A.	-	-	1.117.681.168	1	1.117.681.168	1
Outros-						
Setor Interno	7.566.309.852	11	28.280.463.167	32	35.846.773.019	23
Setor Externo	<u>3.606.948.924</u>	<u>5</u>	<u>58.255.325.303</u>	<u>65</u>	<u>61.862.274.227</u>	<u>39</u>
Total	<u>69.495.477.931</u>	<u>100</u>	<u>89.504.020.501</u>	<u>100</u>	<u>158.999.498.432</u>	<u>100</u>

As ações preferenciais gozam de preferência na hipótese de reembolso de capital e têm direito a um dividendo mínimo de 10 por cento ao ano sobre o respectivo valor nominal, calculados sobre o seu valor nominal, e participam dos lucros em igualdade de condições com as ações ordinárias, caso a estas sejam conferidos dividendos acima de 10 por cento ao ano, não podendo ser os mesmos inferiores a 25 por cento do lucro.

As ações do capital social da Companhia, de propriedade de particulares, têm, estatutariamente, assegurado o direito a dividendos mínimos de 6 por cento ao ano, nos exercícios em que a Companhia não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, garantia esta dada pelo Estado de Minas Gerais, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual 828, de 14 de dezembro de 1951, e do artigo 1º da Lei Estadual 8.796, de 29 de abril de 1985.

Em 18 de junho de 1997, foi assinado o acordo de acionistas entre a Companhia, o Estado de Minas Gerais e a Southern Electric Brasil Participações Ltda., sendo estabelecidas, dentre outras, as seguintes cláusulas:

“ 7.2 - As partes se comprometem a votar, nas Assembléias Gerais da Companhia que deliberem sobre a distribuição de dividendos, no sentido de aprovar a distribuição do dividendo anual obrigatório, nos termos do Estatuto e da Lei de Sociedades Anônimas.

7.2.1 - Desde que no balanço do exercício social submetido à aprovação da Assembléia Geral, a Companhia tiver apresentado patrimônio líquido não inferior ao existente no exercício encerrado em 31 de dezembro de 1996, as partes se comprometem a votar a distribuição de dividendo complementar àquele previsto no Estatuto de modo a atingir, em conjunto com o dividendo obrigatório, pelo menos 50% (cinquenta por cento) do lucro líquido da Companhia, ajustado na forma da lei.

7.3 - Tendo em vista que a Lei Estadual nº 8.796, de 27 de abril de 1985, não incluía as ações de propriedade do Estado na garantia, concedida por este, de um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, prevista na referida Lei para as ações de propriedade de particular, a Sociedade (adquirente de parte das ações com direito a voto) manifesta irrevogavelmente sua renúncia a qualquer garantia de dividendo mínimo em relação às ações por ela adquiridas ao Estado, ou delas decorrentes por efeito de subscrição, bonificação, desdobramento ou qualquer outra forma de substituição, renúncia esta que vigorará por todo tempo em que a Sociedade permanecer na titularidade das referidas ações.

8.2 - Tendo em vista que o Estado mantém a qualidade de acionista controlador da Companhia, qualquer cessão de ações pelo Estado que possa resultar em transferência de controle acionário da Companhia somente poderá ser feita com prévia autorização legislativa, mediante leilão aberto em bolsa de valores, de conformidade com as normas da Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à alienação de controle de companhia aberta, devendo fazer-se em bloco único que inclua a totalidade de suas ações representativas do controle acionário da Companhia, de modo a preservar o valor inerente a este controle.”

O Tribunal de Justiça de Minas Gerais, no dia 27 de setembro de 1999, concedeu liminar suspendendo o referido acordo. Vide maiores comentários na nota explicativa nº 30.

(b) Reservas-

A composição das contas Outras Reservas de Capital e Reservas de Lucros é demonstrada como segue:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Outras Reservas de Capital-		
Remuneração das Imobilizações em Curso - Capital Próprio	1.325.078	1.347.915
Doações e Subvenções para Investimentos	2.721.560	2.720.185
Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
Ações em Tesouraria	(1.132)	(1.132)
	<u>4.114.736</u>	<u>4.136.198</u>
Reservas de Lucros-		
Reserva Legal	94.170	94.170
Reserva de Lucros a Realizar	537.878	597.642
Reserva de Retenção de Lucros	1.193.906	1.552.649
Outras Reservas de Lucros	6.199	6.199
	<u>1.832.153</u>	<u>2.250.660</u>

Foram feitas durante 1999 a reversão da parcela da remuneração das imobilizações em curso, constituída no exercício de 1998, referentes às Usinas de Miranda e Irapé, no montante de R\$ 22.837, e baixa de bens não remunerados pela tarifa da rubrica de Investimentos, no valor de R\$ 177.821, com contrapartida nas Reservas - Remuneração das Imobilizações em Curso - Capital Próprio e Retenção de Lucros, respectivamente, por determinação do Órgão Regulador.

As Ações em Tesouraria referem-se ao repasse pelo FINOR de ações oriundas dos recursos aplicados nos projetos da Companhia na área da SUDENE, em função de incentivo fiscal.

A Reserva de Lucros a Realizar é decorrente do saldo credor da correção monetária de anos anteriores, sendo parte deste revertida anualmente para a rubrica de Lucros Acumulados, proporcionalmente à Realização do Ativo Permanente. O valor realizado integra a base de cálculo dos dividendos.

A Reserva de Retenção de Lucros tem o objetivo de reforçar o capital circulante, além de atender necessidades de recursos para investimentos em obras de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O saldo da Conta de Lucros Acumulados refere-se a constituições realizadas anteriormente à vigência da Lei nº 6.404/76.

(a) Dividendos-

O Lucro disponível referente ao exercício de 1999, para distribuição aos acionistas, está demonstrado abaixo:

Lucro Líquido do Exercício	33.719
Realização da Reserva de Lucros a Realizar	59.764
Lucro Disponível	<u>93.483</u>

A Assembléia Geral Ordinária de 27 de abril de 1999 deliberou a distribuição adicional de dividendos referentes ao exercício de 1998, no valor de R\$ 87.992, correspondendo a R\$ 0,55 por lote de mil ações, absorvido pela Reserva de Retenção de Lucros.

A Companhia optou por pagar Juros sobre Capital Próprio, no valor de R\$ 186.978, a título de dividendos referentes ao exercício de 1999, correspondendo a R\$ 1,18 por lote de mil ações.

Os valores a serem distribuídos aos acionistas, superiores ao lucro disponível do exercício de 1999, no montante de R\$ 93.495, serão absorvidos pela Reserva de Retenção de Lucros.

A diferença entre os dividendos propostos e o dividendo mínimo é como segue:

Capital Social	1.589.995
(-) Ações em Tesouraria	<u>(678)</u>
Base de cálculo	1.589.317
Valor dos Dividendos Mínimos (10 por cento do capital social)	<u>158.932</u>
Juros sobre Capital Próprio	186.978
(-) Imposto de Renda Retido na Fonte	<u>(16.902)</u>
Valor Líquido dos Juros sobre Capital Próprio	<u>170.076</u>
Valor excedente ao dividendo mínimo	<u>11.144</u>

O art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de Imposto de Renda e Contribuição Social, dos Juros sobre Capital Próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da TJLP. Os efeitos fiscais decorrentes do pagamento dos Juros sobre Capital Próprio foram de R\$ 69.182, consignados no resultado do exercício.

20) FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	Nº de Con- sumidores	(Não auditado)			
		MWh		1999	1998
		1999	1998		
Residencial	4.060.681	7.448.055	7.285.272	1.340.250	1.146.317
Industrial	62.304	20.805.203	21.466.046	1.384.777	1.240.786
Comércio, Serviços e Outras	458.600	3.333.680	3.147.361	519.274	428.691
Rural	285.536	1.632.996	1.503.903	162.983	132.316
Poder Público	39.618	517.953	502.122	75.984	64.410
Iluminação Pública	3.065	924.011	892.311	89.735	75.270
Serviço Público	5.748	916.487	872.094	83.244	69.410
Consumo Próprio	1.533	60.645	71.706	-	-
	4.917.085	35.639.030	35.740.815	3.656.247	3.157.200
Suprimento	10	3.707.975	4.184.303	63.315	131.802
	4.917.095	39.347.005	39.925.118	3.719.562	3.289.002
Fornecimento não Faturado Líquido	-	-	-	21.392	1.520
Total	<u>4.917.095</u>	<u>39.347.005</u>	<u>39.925.118</u>	<u>3.740.954</u>	<u>3.290.522</u>

21) OUTRAS RECEITAS

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Receita de uso da rede básica de transmissão	71.638	1.922
Subvenção da Conta de Consumo de Combustível	25.373	7.241
Serviço taxado	19.673	16.783
Renda da prestação de serviço	10.853	7.933
Aluguel e arrendamento	8.675	5.991
Outras	<u>2.332</u>	<u>1.140</u>
	<u>138.544</u>	<u>41.010</u>

Conforme Resolução nº 142 da ANEEL, de 09 de junho de 1999, a partir de julho de 1999 iniciou-se o faturamento entre os concessionários de energia elétrica referente à utilização das instalações de transmissão associadas à rede básica.

22) RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Receitas Financeiras-		
Renda de Aplicação Financeira	28.454	24.511
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	29.169	20.250
Juros auferidos (Contrato de Cessão de Crédito)	63.444	57.864
Variação Monetária (Contrato de Cessão de Crédito)	89.262	15.895
Reversão de Juros e Multas sobre COFINS	76.722	-
Outras Receitas Financeiras Líquidas	7.388	404
Despesas Financeiras-		
Encargos de Dívida	(147.027)	(72.932)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(49.632)	(3.833)
C.P.M.F.	(8.879)	(8.126)
Juros e multas sobre tributos	(49.471)	(54.448)
Provisão para Desvalorização de Títulos e Valores Mobiliários	(20.058)	(11.422)
Pré-venda de Energia Elétrica	(28.087)	(9.572)
Variações Cambiais Líquidas	<u>(310.522)</u>	<u>(40.350)</u>
	(319.237)	(81.759)
Juros sobre Capital Próprio	<u>(186.978)</u>	<u>(390.000)</u>
	<u>(506.215)</u>	<u>(471.759)</u>

A despesa com variação cambial apresentou um aumento expressivo em 1999, decorrente da desvalorização do real em relação às moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira, uma vez que a mesma foi integralmente registrada no resultado do período.

23) IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A conciliação do imposto de renda (alíquota de 25 por cento) e da contribuição social (alíquota de 12 por cento em 1999 e 8 por cento em 1998) na demonstração de resultado é como segue:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
(Prejuízo) Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	<u>(173.042)</u>	<u>181.772</u>
Imposto de Renda e Contribuição Social	64.026	(59.985)
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:		
Participações dos Empregados	10.217	11.520
Provisão referente à Contribuição Social sobre Correção Monetária Complementar	(13.657)	(8.162)
Ajuste da alíquota da Contribuição Social	(4.024)	-
Resultado de Participações Societárias	2.081	1.191
Contribuições e Doações Indedutíveis	(3.557)	(2.929)
Perdas em Investimentos no FINOR	(7.237)	(772)
Incentivos Fiscais	-	3.760
Outros	(666)	1.294
Imposto de Renda e Contribuição Social no Resultado	<u>47.183</u>	<u>(54.083)</u>

Em 31 de dezembro de 1999, os créditos tributários sobre adições temporárias e base negativa referente a Contribuição Social foram ajustados à alíquota de 9 por cento, conforme legislação vigente a partir de fevereiro de 2000.

24) PARTICIPAÇÕES DOS EMPREGADOS

As participações dos empregados no resultado do exercício de 1999 foram definidas através de acordo coletivo específico, sendo estabelecidos critérios e metas de produtividade, segurança e qualidade a serem atingidos. Em conformidade ao acordo mencionado, a participação no resultado do exercício de 1999 correspondeu a R\$ 17.400, sendo provisionada adicionalmente a contribuição previdenciária à FORLUZ incidente sobre os valores da participação nos resultados no montante de R\$ 1.740. No dissídio coletivo de novembro de 1999, foi acordada uma distribuição adicional de R\$ 8.260, totalizando R\$ 27.400.

25) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os principais saldos e transações, excetuando-se dividendos, são como segue:

	1999		
	<u>Governo do Estado de MG</u>	<u>Eletrobrás</u>	<u>FORLUZ</u>
ATIVO			
Circulante			
Consumidores e Revendedores	10.973	-	-
Tributos e Contribuição Sociais Compensáveis- ICMS a Compensar	58.859	-	-
Outros Créditos-			
Adiantamento para Custeio de Despesa de Saúde	-	-	16.395
Obras de iluminação e outros	1.478	-	-
Realizável a Longo Prazo			
Contrato de Cessão de Créditos	1.104.997	-	-
PASSIVO			
Circulante			
Tributos e Contribuição Social- ICMS a Pagar	106.293	-	-
(-) Antecipação de ICMS	(70.000)	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	97.880	-
Outras Obrigações-			
Repasse de Contribuições	-	-	28.675
Exigível a Longo Prazo			
Empréstimos e Financiamentos	-	356.077	-
RESULTADO			
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	17.728	-	-
Deduções à Receita – ICMS	(796.016)	-	-
Despesa com Pessoal-			
Contribuição Mantenedora	-	-	(45.016)
Contribuição FORLUZ – Aposentados	-	-	(81.609)
Receita Financeira			
Juros e Atualização Monetária- Contrato CRC	152.706	-	-
Despesa Financeira			
Juros e Atualização Monetária – Empréstimos e Financiamentos.	-	(39.524)	-

A Companhia considera que as transações com partes relacionadas são realizadas em condições normais de mercado. Vide maiores informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas nº 6, 13, 14 e 26.

A Companhia realizou adiantamento para futuro aumento de capital na EMPRESA DE INFOVIAS S.A. de R\$ 24.687 mil.

26) PLANO DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA E PENSÕES

A Companhia, desde 1973, é patrocinadora da Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes e beneficiários uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A FORLUZ alterou, no exercício de 1997, sua estrutura previdenciária, conforme Portaria nº 349, de 29 de setembro de 1997, da Secretaria de Previdência Complementar e Ofício nº 640/SPC/CGOF/COJ, de 29 de setembro de 1997. Dentro da nova estrutura, a FORLUZ passou a adotar os seguintes planos de benefícios de complementação de aposentadoria:

1. Plano Misto de Benefícios Previdenciários - Plano de contribuição definida para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo. A contribuição da Companhia é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes.
2. Plano Saldado de Benefícios Previdenciários - O participante não efetua novas contribuições e recebe o benefício proporcionalmente ao tempo de contribuição para o plano de benefício definido. As suplementações serão reajustadas anualmente pela variação do IGP-DI, ficando inteiramente desvinculadas dos reajustes dos empregados da ativa.
3. Plano de Benefício Definido - Plano de benefícios adotado pela FORLUZ nos exercícios anteriores, sendo que a contribuição mensal da Companhia é paritária às contribuições mensais dos associados.

As informações financeiras consolidadas dos planos, fornecidas pelo atuário externo, em 31 de dezembro, são as seguintes:

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Reservas Técnicas-		
Reservas Matemáticas-		
Benefícios Concedidos	2.283.934	1.879.250
Benefícios a Conceder	624.716	461.965
	2.908.650	2.341.215
Reservas a Amortizar	(1.207.321)	(1.037.996)
Déficit Técnico do Exercício	<u>(181.418)</u>	<u>(106.820)</u>
	<u>1.519.911</u>	<u>1.196.399</u>

É de responsabilidade da Companhia a cobertura das insuficiências nas reservas atuariais destinadas aos beneficiários, sendo que deverá ser acompanhado ao longo do exercício de 2000 a evolução do déficit técnico, de forma a se estabelecer a necessidade de uma contribuição adicional da Companhia para sua amortização.

As Reservas a Amortizar pela Companhia, em 31 de dezembro de 1999, são as seguintes:

1. Cobertura dos benefícios relativos ao tempo anterior de serviço, no montante de R\$ 586.790 (R\$ 497.927 em 31 de dezembro de 1998), a ser amortizada até junho de 2024.
2. Cobertura de complementação de aposentadorias especiais - benefícios concedidos, no montante de R\$ 157.490 (R\$ 142.390 em 31 de dezembro de 1998), a ser amortizada até outubro de 2007.
3. Cobertura de complementação de aposentadorias especiais - benefícios a conceder, no montante de R\$ 139.984 (R\$ 121.678 em 31 de dezembro de 1998), a ser amortizada até outubro de 2012.
4. Cobertura dos demais benefícios do plano saldado de benefícios previdenciários, no montante de R\$ 323.057 (R\$ 276.001 em 31 de dezembro de 1998), a ser amortizada até outubro de 2017.

Estas obrigações estão sendo amortizadas através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (tabela price), reajustadas anualmente de acordo com a variação do Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e juros de 6 por cento ao ano, sendo garantida a rentabilidade mínima atuarial para os valores do item 1.

As contribuições a custo normal realizadas pela Companhia à FORLUZ, totalizaram R\$ 28.803 em 1999 (R\$ 26.362 em 1998), sendo que as contribuições amortizantes totalizaram R\$ 97.822 em 1999 (R\$ 96.291 em 1998). As contribuições citadas foram consignadas no resultado da Companhia.

O Conselho de Administração da CEMIG, em reunião realizada no dia 20 de dezembro de 1999, autorizou novas contribuições à FORLUZ, a partir de abril de 2000, a serem amortizadas através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (tabela price), reajustadas de acordo com a variação do Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e juros de 6 por cento ao ano conforme segue:

- Reabertura de migração dos participantes do Plano de Benefício Definido para os Planos Misto e Saldado, no montante de R\$ 16.400, a ser amortizada até março de 2015.
- Concessão de crédito adicional aos participantes que migraram somente para o Plano Misto, no montante de R\$ 1.251, a ser amortizada até março de 2010.
- Concessão de suplementação mínima de R\$ 108,00 aos participantes do Plano Saldado, no montante de R\$ 1.195, a ser amortizada até março de 2010.
- Concessão de benefícios previdenciários complementares aos participantes chamados “contratados de obras” e cuja associação na FORLUZ ocorreu posteriormente a data de sua contratação, no montante de R\$ 17.249, a ser amortizada até março de 2010.

A Companhia mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela FORLUZ, pagamento de parte do prêmio de seguros de vida para os aposentados. A estimativa atuarial correspondente ao passivo potencial referente a esse benefício, efetuada em 30 de setembro de 1996 e atualizada pela variação do IGP-DI, corresponde a R\$ 188.816 em 31 de dezembro de 1999 (R\$ 157.374 em 31 de dezembro de 1998).

27) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- (a) O valor presente em 31 de dezembro de 1999 dos principais instrumentos financeiros registrados em conta de ativo, calculado de acordo com o Artigo 3º da Instrução CVM nº 235, de 23 de março de 1995, com base no fluxo de caixa descontado, considerando a taxa de desconto de 12 por cento ao ano, é conforme segue:

	<u>Valor Contábil</u>	<u>Valor Presentados Contratos</u>
Consumidores – Créditos renegociados	89.570	70.224
Contrato de cessão de créditos - Governo de Minas Gerais	1.104.997	809.348
	<u>1.194.567</u>	<u>879.572</u>

Os créditos com consumidores referem-se a contrato de renegociação firmado com consumidor do setor privado.

- (a) As operações em “SWAP”, com troca de taxas pré-fixadas por pós-fixadas, no montante de R\$ 3.400, correspondem ao valor de mercado das transações.

A administração desses instrumentos é efetuada através de política de controle e de estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança.

28) BUG DO MILÊNIO

Os sistemas de telefonia e informática da Sociedade não registraram qualquer interrupção ou efeito adverso na virada do milênio. A passagem para o ano 2000 ocorreu na normalidade e conforme planejado.

29) SEGUROS

A Companhia mantém apólices de seguros visando cobrir riscos operacionais, compreendendo a rede de transmissão e distribuição, equipamentos e imóveis em valores considerados suficientes pela Administração.

30) FATOS RELEVANTES

No dia 13 de setembro de 1999, o Governo do Estado de Minas Gerais impetrou ação anulatória na 1ª Vara Estadual de Fazenda Pública, com pedido de tutela antecipada contra o acordo de acionistas celebrado em 1997 com a Southern Electric Brasil Participações Ltda.. No dia 16 de setembro de 1999, o pedido foi negado.

O Governo do Estado entrou com agravo de instrumento, com pedido de liminar no Tribunal de Justiça de Minas Gerais, contra a decisão do juiz da 1ª Vara Estadual da Fazenda Pública. No dia 27 de setembro de 1999, foi concedida a liminar suspendendo o acordo de acionistas.

Considerando a decisão proferida pela 1ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais, em 27 de setembro de 1999, que liminarmente suspende a eficácia do acordo de acionistas celebrado entre o Estado de Minas Gerais e a Southern Electric Brasil Participações Ltda., a Assembléia Geral dos Acionistas, realizada em 25 de outubro de 1999, decidiu aprovar reformas estatutárias, buscando o restabelecimento de relações societárias sem as obrigações estabelecidas no referido pacto societário. A partir de então, as deliberações do Conselho de Administração serão validadas por maioria de votos dos conselheiros presentes, excluindo-se a exigência prevista no referido acordo de quorum qualificado em matérias específicas.

No dia 26 de outubro de 1999, os três desembargadores da 1ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça julgaram o mérito de agravo regimental implementado pelos sócios contra a decisão do Tribunal de Justiça de Minas Gerais, não estando publicada, até a presente data, o acórdão da sentença.

Djalma Bastos de Morais

Diretor-Presidente
Diretor de Finanças
(Cumulativamente)

Guy Maria Villela Paschoal

Diretor de Projetos e Construções
Diretor Vice-Presidente
(Cumulativamente)

Stalin Amorim Duarte

Diretor de Gestão
Empresarial
Diretor de Suprimento de
Material (Cumulativamente)

Aloísio Marcos Vasconcelos Novais

Diretor de Distribuição
Diretor de Produção e Transmissão
(Cumulativamente)

Evaldo Bernardes Machado

Superintendente Controle Contábil
Contador – CRC-MG-23.216

Eduardo José de Souza

Gerente do Departamento
de Contabilidade
Tec.Cont.-CRC-MG-22.403

ANEXO I

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998
(Em milhares de reais)

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
DAS OPERAÇÕES		
Lucro Líquido do Exercício	33.719	482.780
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa-		
Depreciação e Amortização	448.274	351.788
Juros e Variações Monetárias de Longo Prazo	140.681	(7.038)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(10.851)	(24.672)
Resultado de Participações Societárias	(5.624)	(3.610)
Baixas de Imobilizado	18.046	12.071
Provisões para Perdas	48.906	14.814
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	33.919	3.084
Provisão para Contingências	84.585	2.250
	<u>791.655</u>	<u>831.467</u>
(Aumento) Redução de Ativos-		
Consumidores e Revendedores	(81.674)	(74.799)
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	(61.577)	(27.210)
Almoxarifado	12.569	17.953
Outros Ativos Circulantes	(38.543)	22.963
Contrato de Cessão de Créditos	24.409	54.376
Títulos e Valores Mobiliários	12.939	(55.100)
Outros Realizáveis a Longo Prazo	<u>(15.629)</u>	<u>852</u>
	<u>(147.506)</u>	<u>(60.965)</u>
Aumento (Redução) de Passivos-		
Fornecedores e Supridores	40.165	45.576
Tributos e Contribuição Social	(163.064)	72.301
Participações dos Empregados	(5.858)	18.165
Salários e Contribuições Sociais	13.670	(27.524)
Encargos do Consumidor a Recolher	20.703	4.171
Empréstimos e Financiamentos	68.855	7.972
Outros	<u>(40.636)</u>	<u>33.102</u>
	<u>(66.165)</u>	<u>153.763</u>
CAIXA GERADO PELAS OPERAÇÕES	<u>577.984</u>	<u>924.265</u>

ANEXO I

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998
(Em milhares de reais)

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO		
Financiamentos Obtidos	50.418	143.823
Empréstimos de Curto Prazo	268.341	-
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	(349.658)	(163.116)
Obrigações Especiais – Contribuições do Consumidor	97.634	76.943
Venda Antecipada de Energia Elétrica	171.121	(60.755)
Recursos Recebidos para Aumento de Capital	-	16.511
Dividendos Recebidos de Controladas	-	907
Juros sobre Capital Próprio / Dividendos	(270.298)	(547.971)
	<u>(32.442)</u>	<u>(533.658)</u>
TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	<u>545.542</u>	<u>390.607</u>
INVESTIMENTOS		
Aquisição de Imobilizado	(496.364)	(540.922)
Aumento de Investimentos	(32.580)	(2.333)
Aumento de Diferido	(1.314)	(696)
	<u>(530.258)</u>	<u>(543.951)</u>
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	<u>15.284</u>	<u>(153.344)</u>
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA		
No início do exercício	53.782	207.126
No fim do exercício	<u>69.066</u>	<u>53.782</u>
	<u>15.284</u>	<u>(153.344)</u>

ANEXO II

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998
 (Em milhares de reais)

	<u>1999</u>	<u>%</u>	<u>1998</u>	<u>%</u>
RECEITAS				
Venda de Energia e Serviços	3.879.498		3.331.532	
Provisão sobre Créditos de Liquidação Duvidosa	(33.919)		(3.084)	
Resultado Não Operacional	<u>(76.315)</u>		<u>(31.318)</u>	
	<u>3.769.264</u>		<u>3.297.130</u>	
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda	(726.768)		(481.083)	
Encargos de Uso da Rede	(151.147)		(70.676)	
Serviços de Terceiros	(150.188)		(123.209)	
Materiais	(59.179)		(42.047)	
Outros Custos Operacionais	<u>(165.127)</u>		<u>(53.759)</u>	
	<u>(1.252.409)</u>		<u>(770.774)</u>	
VALOR ADICIONADO BRUTO	2.516.855		2.526.356	
RETENÇÕES				
Depreciação e Amortização	<u>(448.274)</u>		<u>(351.788)</u>	
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	<u>2.068.581</u>		<u>2.174.568</u>	
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de Participações Societárias	5.624		3.610	
Receitas Financeiras	<u>257.609</u>		<u>135.819</u>	
	<u>263.233</u>		<u>139.429</u>	
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	<u>2.331.814</u>		<u>2.313.997</u>	
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Pessoal e Encargos	485.741	21	486.289	21
Impostos, Taxas e Contribuições	1.237.515	53	1.111.841	48
Juros e Aluguéis	574.839	24	233.087	10
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	33.719	2	470.000	20
Lucros Retidos	-	-	12.780	1
	<u>2.331.814</u>	<u>100</u>	<u>2.313.997</u>	<u>100</u>

ANEXO III

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998
 (Em milhares de reais)

DESCRIÇÃO				1999
	Produção	Transmissão	Distribuição	Total
RECEITA OPERACIONAL				
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	886.585	-	2.646.428	3.533.013
Receita do Uso de Rede	-	142.967	1.659	144.626
Suprimento	-	-	63.315	63.315
Outras Receitas	28.834	193	109.517	138.544
	<u>915.419</u>	<u>143.160</u>	<u>2.820.919</u>	<u>3.879.498</u>
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL				
Quota para a Reserva Global de Reversão	(23.716)	(3.808)	(54.968)	(82.492)
Impostos e Contribuições sobre Receitas	(31.719)	(5.102)	(896.371)	(933.192)
	<u>(55.435)</u>	<u>(8.910)</u>	<u>(951.339)</u>	<u>(1.015.684)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	<u>859.984</u>	<u>134.250</u>	<u>1.869.580</u>	<u>2.863.814</u>
DESPESA OPERACIONAL				
Pessoal	(66.233)	(18.675)	(372.814)	(457.722)
Materiais	(12.481)	(706)	(45.992)	(59.179)
Serviços de Terceiros	(42.317)	(1.764)	(106.107)	(150.188)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(32.663)	-	-	(32.663)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	-	(726.768)	(726.768)
Encargos de Uso da Rede	-	-	(151.147)	(151.147)
Depreciação e Amortização	(137.344)	(29.927)	(281.003)	(448.274)
Contribuição FORLUZ – Aposentados	-	-	(81.609)	(81.609)
Provisões Operacionais	(2.542)	(810)	(115.152)	(118.504)
Quotas para a Conta de Consumo de Combustível	-	-	(133.841)	(133.841)
Outras Despesas Líquidas	(27.677)	(38.675)	(33.703)	(100.055)
	<u>(321.257)</u>	<u>(90.557)</u>	<u>(2.048.136)</u>	<u>(2.459.950)</u>
	538.727	43.693	(178.556)	403.864
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-	-	5.624	5.624
RECEITAS FINANCEIRAS	29.761	14.001	252.030	295.792
DESPESAS FINANCEIRAS	(243.138)	(42.758)	(329.133)	(615.029)
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	-	-	(186.978)	(186.978)
Resultado Operacional	<u>325.350</u>	<u>14.936</u>	<u>(437.013)</u>	<u>(96.727)</u>
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(12.143)	(5.445)	(58.727)	(76.315)
Resultado antes do Imposto de Renda, Contr. Social e Participações dos Empregados	313.207	9.491	(495.740)	(173.042)
Contribuição Social	(9.157)	(141)	15.337	6.039
Imposto de Renda	(62.391)	(964)	104.499	41.144
Participações dos Empregados	(3.416)	(2.144)	(21.840)	(27.400)
Reversão dos Juros Sobre Capital Próprio	-	-	186.978	186.978
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	<u>238.243</u>	<u>6.242</u>	<u>(210.766)</u>	<u>33.719</u>

ANEXO III

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 E 1998**

A Companhia mantém registro das receitas e despesas por atividade, segregando em produção, transmissão e distribuição, conforme determinação do Órgão Regulador. A Demonstração do Resultado Segregado por Atividade para o exercício findo em 31 de dezembro de 1999 foi feita adotando-se os critérios descritos abaixo.

Para segregação das Receitas Operacionais são adotados os seguintes critérios:

1. Produção - Refere-se ao fornecimento de energia para a atividade de distribuição, sendo adotada uma tarifa interna, determinada com base no custo de cada atividade.
2. Transmissão - Refere-se à utilização das instalações de transmissão da rede básica. Para as operações internas, foi adotada a receita apresentada pela CEMIG e aprovada pela ANEEL e para as operações com outras concessionárias, iniciadas a partir de julho de 1999, foi adotada a receita de acordo com a Resolução nº 142 da ANEEL, de 09 de junho de 1999.
3. Distribuição - Refere-se aos valores faturados pela CEMIG, reduzidos daqueles alocados às atividades de Produção e Transmissão.

As receitas de produção e de transmissão para operações internas não foram faturadas, mas somente reduzidas da receita faturada pela atividade de distribuição.

Para segregação das despesas são adotados os seguintes critérios:

1. Deduções às Receitas - Exceto quanto ao ICMS, que incide somente sobre a atividade de Distribuição, foram alocadas proporcionalmente às receitas de cada atividade.
2. Despesas operacionais - As despesas relacionadas diretamente com as atividades foram alocadas especificamente, conforme registro contábil definido no Plano de Contas. As despesas comuns, quando a identificação por atividade não foi possível, foram apropriadas através de rateio, proporcionalmente às Despesas de Pessoal e Serviço de Terceiros diretamente alocadas, conforme instruções nº 71 e 77 do Plano de Contas da ANEEL.

Para segregação das Receitas e Despesas Financeiras e Resultado não Operacional são adotados os mesmos critérios das despesas operacionais.

A Contribuição Social e o Imposto de Renda foram alocados proporcionalmente ao Resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social.

As Participações dos Empregados foram alocadas proporcionalmente ao número dos empregados diretamente relacionados a cada atividade.

O Resultado de Participações Societárias e os Juros sobre Capital Próprio e a Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio foram alocados na atividade de distribuição.

A Demonstração de Resultado acima referida foi elaborada em conformidade à instrução do órgão regulador, sendo que não representa necessariamente a demonstração do resultado de cada atividade, caso as mesmas fossem sociedades constituídas legalmente, com operações independentes.



Data-Base: 31/12/2000

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00245-3	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. ENERG. MINAS GERAIS - CEMIG	3 - CNPJ 17.155.730/0001-64	6 - NIRE 0620021600057
---------------------------	---	--------------------------------	---------------------------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES						2 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO		
3 - CEP 30123-970	4 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE				5 - UF MG			
6 - DDD 31	7 - TELEFONE 349-2111	8 - TELEFONE 299-4903	9 - TELEFONE -	10 - TELEX 311124	11 - DDD 31	12 - FAX 299-4691	13 - FAX 299-3864	14 - FAX -
15 - E-MAIL mail@cemig.com.br								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME CRISTIANO CORREA DE BARROS				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AV. BARBACENA, 1.200 - ED. JÚLIO SOARES				
3 - BAIRRO OU DISTRITO SANTO AGOSTINHO			4 - CEP 30123-970	5 - MUNICÍPIO BELO HORIZONTE			6 - UF MG	
7 - DDD 31	8 - TELEFONE 3349-2111	9 - TELEFONE 3299-4903	10 - TELEFONE -	11 - TELEX 311124	12 - DDD 31	13 - FAX 3299-4691		
14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL mail@cemig.com.br						

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL	
1 - ÚLTIMO	01/01/2000	31/12/2000	
2 - PENÚLTIMO	01/01/1999	31/12/1999	
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/1998	31/12/1998	
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C	5 - CÓDIGO CVM 00283-6	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO JOSÉ CARLOS AMADI	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 060.494.668-66

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/2000	2 31/12/1999	3 31/12/1998
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	69.495.478	69.495.478	69.495.478
2 - PREFERENCIAIS	89.504.021	89.504.021	89.504.021
3 - TOTAL	158.999.499	158.999.499	158.999.499
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	67.784	67.784	67.784
6 - TOTAL	67.784	67.784	67.784

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL INDUSTRIAL, COMERCIAL E OUTRAS	6 - TIPO DE CONSOLIDADO TOTAL

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	--------------------------------

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 29/03/2001	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>	<u>31/12/1998</u>
1	Ativo Total	11.886.978	11.470.945	11.328.753
1.01	Ativo Circulante	1.062.729	742.857	591.667
1.01.01	Disponibilidades	286.452	69.066	53.782
1.01.02	Créditos	707.801	574.828	468.163
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	663.743	458.390	410.035
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	18.516	-	-
1.01.02.03	Tributos e Contrib.Sociais Compensáveis	25.542	111.568	49.991
1.01.02.04	Serviços em Curso	-	1.198	6.242
1.01.02.05	Despesas Pagas Antecipadamnete	-	3.672	1.895
1.01.03	Estoques	12.352	13.688	26.257
1.01.04	Outros	56.124	85.275	43.465
1.01.04.01	Outros Créditos	56.124	85.275	43.465
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.460.129	1.420.463	1.254.980
1.02.01	Créditos Diversos	1.408.060	1.412.467	1.220.100
1.02.01.01	Consumidores - Créditos Renegociados	10	89.570	74.743
1.02.01.02	Créditos Tributários	82.310	133.732	122.881
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	60.849	40.568	45.775
1.02.01.04	Contrato Cessão de Créditos	1.238.885	1.104.997	976.701
1.02.01.05	Estudos e Projetos a serem reembolsados	26.006	43.600	-
1.02.03	Outros	52.069	7.996	34.880
1.02.03.01	Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros	52.069	7.996	34.880
1.03	Ativo Permanente	9.364.120	9.307.625	9.482.106
1.03.01	Investimentos	270.806	87.163	224.273
1.03.01.01	Participações em Coligadas	33.905	24.692	-
1.03.01.01.01	Empresa de Infovias S.A.	33.905	24.692	-
1.03.01.02	Participações em Controladas	221.437	46.766	33.810
1.03.01.02.01	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG	49.658	46.766	33.810
1.03.01.02.02	Sá Carvalho S.A.	87.105	-	-
1.03.01.02.03	Usina Térmica Ipatinga S.A.	84.674	-	-
1.03.01.03	Outros Investimentos	15.464	15.705	190.463
1.03.02	Imobilizado	9.091.819	9.217.689	9.253.924
1.03.03	Diferido	1.495	2.773	3.909

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>	<u>31/12/1998</u>
2	Passivo Total	11.886.978	11.470.945	11.328.753
2.01	Passivo Circulante	1.678.147	1.577.444	1.249.616
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	584.345	442.551	154.422
2.01.03	Fornecedores	233.179	219.646	179.481
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	147.781	160.952	312.476
2.01.05	Dividendos a Pagar	173.509	182.846	186.324
2.01.06	Provisões	186.046	189.056	157.529
2.01.06.01	Salários e Contribuições Sociais	80.044	84.273	73.508
2.01.06.02	Encargos do Consumidor a Receber	89.405	68.768	48.065
2.01.06.03	Participações nos Lucros	16.597	19.437	25.295
2.01.06.04	Encargos de Dívidas	-	16.578	10.661
2.01.08	Outros	353.287	382.393	259.384
2.01.08.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	70.923	79.842	659
2.01.08.02	Provisões para Contingências	136.036	125.887	53.167
2.01.08.03	Outras Obrigações	146.328	176.664	205.558
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.391.298	2.304.518	2.066.686
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.087.857	1.038.739	981.028
2.02.03	Provisões	-	10.122	10.171
2.02.03.01	Imposto de Renda Diferido	-	10.122	10.171
2.02.05	Outros	1.303.441	1.255.657	1.075.487
2.02.05.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	32.341	99.315	-
2.02.05.02	Obrigações Especiais	1.254.751	1.156.122	1.058.488
2.02.05.03	Outras Obrigações	16.349	220	16.999
2.05	Patrimônio Líquido	7.817.533	7.588.983	8.012.451
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	1.589.995	1.589.995
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	4.141.865	4.146.826
2.05.04	Reservas de Lucro	2.060.703	1.832.153	2.250.660
2.05.04.01	Legal	94.170	94.170	94.170
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	537.878	597.642
2.05.04.05	Retenção de Lucros	1.353.867	1.193.906	1.552.649
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	128.575	6.199	6.199
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	24.970	24.970	24.970

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	4.621.324	3.740.954	3.290.522
3.02	Deduções da Receita Bruta	(1.231.314)	(1.015.684)	(836.112)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	3.390.010	2.725.270	2.454.410
3.05	Resultado Bruto	3.390.010	2.725.270	2.454.410
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(2.955.355)	(2.821.997)	(2.241.320)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(2.753.212)	(2.359.895)	(1.734.773)
3.06.02.01	Pessoal	(516.487)	(457.722)	(457.959)
3.06.02.02	Material	(71.199)	(59.179)	(42.047)
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(194.005)	(150.188)	(123.209)
3.06.02.04	Royalties	(35.721)	(32.663)	(31.580)
3.06.02.05	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(819.186)	(726.768)	(481.083)
3.06.02.06	Encargos de Uso da Rede	(243.173)	(151.147)	(70.676)
3.06.02.07	Depreciação e Amortização	(484.008)	(448.274)	(351.788)
3.06.02.08	Contribuição FORLUZ - Aposentados	(100.866)	(81.609)	(75.022)
3.06.02.09	Provisões Operacionais	(7.030)	(118.504)	(5.334)
3.06.02.10	Quota para Conta de Consumo Combustível	(281.537)	(133.841)	(96.075)
3.06.03	Financeiras	(265.994)	(506.215)	(471.759)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	247.416	295.792	141.015
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(513.410)	(802.007)	(612.774)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	237.553	138.544	41.010
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(173.519)	(100.055)	(79.408)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(183)	5.624	3.610
3.07	Resultado Operacional	434.655	(96.727)	213.090
3.08	Resultado não Operacional	(63.643)	(76.315)	(31.318)
3.08.01	Receitas	10.480	9.127	16.243
3.08.02	Despesas	(74.123)	(85.442)	(47.561)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	371.012	(173.042)	181.772
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(115.687)	47.183	(54.083)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(27.366)	(27.400)	(34.909)
3.12.01	Participações	(27.366)	(27.400)	(34.909)
3.12.01.01	Participações dos Empregados	(27.366)	(27.400)	(34.909)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	187.000	186.978	390.000
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	414.959	33.719	482.780
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.715	158.931.715	158.931.715
	Lucro por Ação	0,00261	0,00021	0,00304

4.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>
4.01	Origens	1.356.205	1.094.967	1.119.545
4.01.01	Das Operações	968.340	673.151	826.133
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	414.959	33.719	482.780
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	553.381	639.432	343.353
4.01.01.02.01	Depreciações e Amortizações	484.008	448.274	351.788
4.01.01.02.02	Juros e Variações Monet.de Longo Prazo	(59.492)	140.681	(7.038)
4.01.01.02.03	Imp. Renda e Contrib. Social Diferidos	56.646	(10.851)	(24.672)
4.01.01.02.04	Baixa de Imobilizados	86.281	18.046	12.071
4.01.01.02.05	Provisões para Perdas	(14.245)	48.906	14.814
4.01.01.02.06	Resultado de Participações Societárias	183	(5.624)	(3.610)
4.01.02	Dos Acionistas	-	-	16.511
4.01.02.01	Recursos Recebidos para Aum. de Capital	-	-	16.511
4.01.03	De Terceiros	387.865	421.816	276.901
4.01.03.01	Financiamentos Obtidos	270.893	50.418	143.823
4.01.03.03	Obrigações Especiais	98.629	97.634	76.725
4.01.03.05	Venda de NTN's	-	12.939	-
4.01.03.06	Venda antecipada de Energia Elétrica	-	235.851	-
4.01.03.07	Amortiz. Contrato Cessão Crédito da CRC	16.967	24.409	54.371
4.01.03.08	Outros	1.376	565	1.982
4.02	Aplicações	1.137.036	1.271.605	1.269.803
4.02.01	Em NTN's junto ao Estado de Minas Gerais	-	-	55.100
4.02.02	Nos Investimentos	101.113	32.580	2.333
4.02.03	No Imobilizado	420.360	496.364	540.922
4.02.04	No Diferido	-	1.314	696
4.02.05	Juros s/ Capital Próprio/Divid. Propostos	187.000	274.970	470.000
4.02.06	Transf. Exigível L. Prazo p/ Circulante	386.148	450.748	200.752
4.02.07	Aumento do Realizável a Longo Prazo	42.415	15.629	-
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	219.169	(176.638)	(150.258)
4.04	Variação do Ativo Circulante	319.872	151.190	(95.335)
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	742.857	591.667	687.002
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	1.062.729	742.857	591.667
4.05	Variação do Passivo Circulante	(100.703)	(327.828)	(54.923)
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	(1.577.444)	(1.249.616)	(1.194.693)
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	(1.678.147)	(1.577.444)	(1.249.616)

5.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	1.589.995	4.141.865	-	1.832.153	24.970	7.588.983
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(53.787)	53.787	-
5.04.01	Realização Reserva de Lucro a Realizar	-	-	-	(53.787)	53.787	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	414.959	414.959
5.07	Destinações	-	-	-	281.746	(468.746)	(187.000)
5.07.01	Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	-	(187.000)	(187.000)
5.07.02	Retenção de Lucros	-	-	-	281.746	(281.746)	-
5.08	Outros	-	-	-	591	-	591
5.08.01	Reversão de Dividendos	-	-	-	591	-	591
5.09	Saldo Final	1.589.995	4.141.865	-	2.060.703	24.970	7.817.533

5.2 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1999 A 31/12/1999 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	1.589.995	4.146.826	-	2.250.660	24.970	8.012.451
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(241.251)	241.251	-
5.04.01	Realização Reserva de Lucro a Realizar	-	-	-	(59.764)	59.764	-
5.04.02	Realização Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	(181.487)	181.487	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	33.719	33.719
5.07	Destinações	-	-	-	-	(274.970)	(274.970)
5.07.02	Dividendos Adicionais de 1998	-	-	-	-	(87.992)	(87.992)
5.07.03	Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	-	(186.978)	(186.978)
5.08	Outros	-	(4.961)	-	(177.256)	-	(182.217)
5.08.01	Doações e Subvenções para Investimentos	-	1.375	-	-	-	1.375
5.08.02	Bens e Valores não Remunerados p/ Tabela	-	(22.837)	-	(177.821)	-	(200.658)
5.08.03	Recursos Destinados a Aumento de Capital	-	16.501	-	-	-	16.501
5.08.04	Reversão de Dividendos	-	-	-	565	-	565
5.09	Saldo Final	1.589.995	4.141.865	-	1.832.153	24.970	7.588.983

5.3 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1998 A 31/12/1998 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	1.299.260	4.389.248	-	2.237.880	24.970	7.951.358
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	290.735	(290.735)	-	-	-	-
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(66.405)	66.405	-
5.04.01	Realização Reserva de Lucro a Realizar	-	-	-	(66.405)	66.405	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	482.780	482.780
5.07	Destinações	-	-	-	79.185	(549.185)	(470.000)
5.07.01	Const. Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	79.185	(79.185)	-
5.07.02	Juros sobre Capital Próprio/ Dividendos	-	-	-	-	(470.000)	(470.000)
5.08	Outros	-	48.313	-	-	-	48.313
5.08.02	Doações e Subvenções para Investimentos	-	11.437	-	-	-	11.437
5.08.03	Juros sobre Obras em Andamentos	-	36.876	-	-	-	36.876
5.09	Saldo Final	1.589.995	4.146.826	-	2.250.660	24.970	8.012.451

6.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>	<u>31/12/1998</u>
1	Ativo Total	11.934.081	-	-
1.01	Ativo Circulante	1.090.915	-	-
1.01.01	Disponibilidades	312.279	-	-
1.01.02	Créditos	713.417	-	-
1.01.02.01	Consumidores e Revendedores	668.225	-	-
1.01.02.02	Concessionários - Transporte de Energia	18.516	-	-
1.01.02.03	Tributos e Contrib. Sociais Compensáveis	26.676	-	-
1.01.03	Estoques	12.352	-	-
1.01.04	Outros	52.867	-	-
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.464.742	-	-
1.02.01	Créditos Diversos	1.408.114	-	-
1.02.01.01	Consumidores - Créditos Renegociados	10	-	-
1.02.01.02	Créditos Tributários	82.364	-	-
1.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	60.849	-	-
1.02.01.04	Contrato de Cessão de Crédito	1.238.885	-	-
1.02.01.05	Estudos e Projetos a serem Reembolsados	26.006	-	-
1.02.03	Outros	56.628	-	-
1.02.03.01	Incentivos Fiscais, Depósitos e Outros	56.628	-	-
1.03	Ativo Permanente	9.378.424	-	-
1.03.01	Investimentos	15.807	-	-
1.03.01.03	Outros Investimentos	15.807	-	-
1.03.02	Imobilizado	9.352.895	-	-
1.03.03	Diferido	9.722	-	-

6.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>	<u>31/12/1998</u>
2	Passivo Total	11.934.081	-	-
2.01	Passivo Circulante	1.693.337	-	-
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	584.345	-	-
2.01.03	Fornecedores	245.950	-	-
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	149.826	-	-
2.01.05	Dividendos a Pagar	173.658	-	-
2.01.06	Provisões	186.112	-	-
2.01.06.01	Salários e Contribuições Sociais	80.110	-	-
2.01.06.02	Encargos do Consumidor a Receber	89.405	-	-
2.01.06.03	Participações nos Lucros	16.597	-	-
2.01.08	Outros	353.446	-	-
2.01.08.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	70.923	-	-
2.01.08.02	Provisões para Contingências	136.036	-	-
2.01.08.03	Outras Obrigações	146.487	-	-
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.420.845	-	-
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.117.058	-	-
2.02.05	Outros	1.303.787	-	-
2.02.05.01	Pré-Venda de Energia Elétrica	32.341	-	-
2.02.05.02	Obrigações Especiais	1.254.751	-	-
2.02.05.03	Outras Obrigações	16.695	-	-
2.04	Participações Minoritárias	2.366	-	-
2.05	Patrimônio Líquido	7.817.533	-	-
2.05.01	Capital Social Realizado	1.589.995	-	-
2.05.02	Reservas de Capital	4.141.865	-	-
2.05.04	Reservas de Lucro	2.060.703	-	-
2.05.04.01	Legal	94.170	-	-
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	484.091	-	-
2.05.04.05	Retenção de Lucros	1.353.867	-	-
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	128.575	-	-
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	24.970	-	-

7.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	4.702.550	-	-
3.02	Deduções da Receita Bruta	(1.234.379)	-	-
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	3.468.171	-	-
3.05	Resultado Bruto	3.468.171	-	-
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(3.030.095)	-	-
3.06.02	Gerais e Administrativas	(2.821.323)	-	-
3.06.02.01	Pessoal	(519.347)	-	-
3.06.02.02	Material	(71.454)	-	-
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(194.972)	-	-
3.06.02.04	Royalties	(35.757)	-	-
3.06.02.05	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(819.186)	-	-
3.06.02.06	Encargos de Uso da Rede	(243.173)	-	-
3.06.02.07	Depreciação e Amortização	(488.021)	-	-
3.06.02.08	Contribuição FORLUZ - Aposentados	(100.866)	-	-
3.06.02.09	Provisões Operacionais	(7.030)	-	-
3.06.02.10	Quota para Conta de Consumo Combustível	(281.537)	-	-
3.06.02.11	Gás Comprado para Revenda	(59.980)	-	-
3.06.03	Financeiras	(267.982)	-	-
3.06.03.01	Receitas Financeiras	250.319	-	-
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(518.301)	-	-
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	237.553	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(178.343)	-	-
3.07	Resultado Operacional	438.076	-	-
3.08	Resultado não Operacional	(64.351)	-	-
3.08.01	Receitas	10.480	-	-
3.08.02	Despesas	(74.831)	-	-
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	373.725	-	-
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(118.030)	-	-
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(27.366)	-	-
3.12.01	Participações	(27.366)	-	-
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	187.000	-	-
3.14	Participações Minoritárias	(370)	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	414.959	-	-
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	158.931.715	158.931.715	158.931.715
	Lucro por Ação	0,00261	-	-

8.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>	<u>01/01/1998</u> <u>a 31/12/1998</u>
4.01	Origens	1.395.083	-	-
4.01.01	Das Operações	977.718	-	-
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	414.959	-	-
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	562.759	-	-
4.01.01.02.01	Depreciações e Amortizações	488.021	-	-
4.01.01.02.02	Juros e Variações Monet. de Longo Prazo	(59.492)	-	-
4.01.01.02.03	Imp. Renda e Contrib. Social Diferidos	56.757	-	-
4.01.01.02.04	Baixa de Imobilizados	91.718	-	-
4.01.01.02.05	Provisões para Perdas	(14.245)	-	-
4.01.03	De Terceiros	417.365	-	-
4.01.03.01	Financiamentos Obtidos	300.094	-	-
4.01.03.02	Obrigações Especiais	98.629	-	-
4.01.03.03	Amortiz. Contrato Cessão Crédito da CRC	16.967	-	-
4.01.03.04	Outros	1.675	-	-
4.02	Aplicações	1.175.864	-	-
4.02.01	Nos Investimentos	3.160	-	-
4.02.02	No Imobilizado	561.840	-	-
4.02.03	No Diferido	1.337	-	-
4.02.04	Juros s/ Capital Próprio/Divid. Propostos	187.000	-	-
4.02.05	Transf. Exigível L. Prazo p/ Circulante	386.148	-	-
4.02.06	Aumento do Realizável a Longo Prazo	36.379	-	-
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	219.219	-	-
4.04	Variação do Ativo Circulante	324.201	-	-
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	766.714	-	-
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	1.090.915	-	-
4.05	Variação do Passivo Circulante	(104.982)	-	-
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	(1.588.355)	-	-
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	(1.693.337)	-	-

9.1 – PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA**Parecer dos Auditores Independentes**

Ao Conselho de Administração da

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG:

- (1) Examinamos os balanços patrimoniais consolidado e individual (controladora) da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG em 31 de dezembro de 2000 e as respectivas demonstrações consolidadas e individuais dos resultados, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
- (2) Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos das Sociedades; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração das Sociedades, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (3) Em nossa opinião, as demonstrações contábeis mencionadas no parágrafo (1) acima representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada e individual da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG em 31 de dezembro de 2000, os resultados de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira.
- (4) As informações suplementares contidas nos anexos I e II, referentes às demonstrações consolidadas e individuais (controladora) do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2000, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Estas informações foram por nós examinadas, de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) acima e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (5) As informações suplementares contidas no anexo III, referentes à demonstração do resultado segregado por atividade da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG para o exercício findo em 31 de dezembro de 2000, são apresentadas por determinação do Órgão Regulador das atividades da Companhia e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Estas informações foram por nós examinadas de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) acima e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação aos critérios descritos no anexo III.
- (6) As demonstrações contábeis individuais (controladora) e respectivas informações suplementares da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 1999, apresentadas para fins comparativos, foram por nós examinadas e nosso parecer, datado de 18 de fevereiro de 2000, foi emitido sem ressalva.

Belo Horizonte, 27 de fevereiro de 2000

ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC2SP000123/S-MG

José Carlos Amadi
Sócio-Diretor Responsável
Contador – CRC SP 158025/T-MG

10.1 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2000

Senhores Acionistas,

Estamos apresentando, de acordo com determinação legal, as Demonstrações Contábeis da CEMIG referentes ao exercício de 2000, acompanhadas dos pareceres do Conselho Fiscal e dos Auditores Independentes e do relatório das principais atividades. Os principais destaques foram a aquisição da Usina de Sá Carvalho, início da construção das Usinas Hidrelétricas de Queimado (105 MW) e Funil (180 MW), a vitória nas licitações para o Complexo Hidrelétrico de Capim Branco (450 MW) e Subestação Itajubá, e a rolagem da dívida no exterior, no valor de US\$ 193,2 milhões.

Destaquem-se, ainda, os três prêmios recebidos pela CEMIG em 2000, da ABRADDEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, como empresa de Melhor Gestão Operacional, Qualidade da Gestão e Responsabilidade Social, dentre 33 das maiores concessionárias brasileiras de energia.

AMBIENTE EXTERNO

Economia

O país consolidou uma trajetória de crescimento em 2000. O Produto Interno Bruto registrou crescimento de 4,2%, com a produção industrial expandindo-se à taxa de 4,8%. A recuperação do setor industrial deveu-se, principalmente, à expansão das exportações em função da mudança do regime cambial e ao aumento das vendas internas de bens duráveis. A produção de bens de capital também apresentou crescimento no período, indicando uma retomada dos investimentos.

Nos meses de julho e agosto a inflação chegou a preocupar, pois os aumentos de preços dos derivados de petróleo, os reajustes de tarifas de serviços públicos e a entressafra de produtos agrícolas contribuíram para pressionar os índices de preços. Esta conjuntura levou à interrupção da trajetória de queda das taxas de juros que vinha sendo implementada pelo Banco Central, visando garantir o cumprimento da meta inflacionária de 6% acertada com o FMI para o ano, o que foi conseguido com um IPC-A de 5,97% no ano de 2000.

A balança comercial não teve um desempenho satisfatório em 2000. Apesar da expansão das exportações em 14,7%, as importações cresceram 13,3% provocando um resultado comercial deficitário. Foram determinantes para este quadro a queda na cotação das exportações, o aumento dos preços do petróleo e as importações de bens de consumo intermediário. A estrutura produtiva do País encontra-se mais integrada à economia mundial e depende desta como fonte de suprimentos de insumos e componentes industriais. Portanto, o incremento verificado na produção interna implica em aumento correspondente das importações, de forma mais acentuada que a verificada em períodos anteriores à abertura da economia brasileira.

A política fiscal foi determinada pela necessidade de observar as metas de superávit primário fixadas em 1999, alcançadas com êxito. Quanto à taxa de câmbio, esta oscilou absorvendo os choques externos, como era de se esperar em um regime de câmbio flutuante e, mais importante, sem pressionar efetivamente a inflação.

Regulamentação

O setor elétrico brasileiro continuou em processo de reorganização, através de novas resoluções, decretos e realizações de audiências públicas. Estão sendo regulamentados aspectos específicos como Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição; conceitos econômicos para reajuste anual e revisão tarifária, que, no caso da CEMIG, ocorrerá em 2003; universalização da prestação do serviço público de energia elétrica até 2005; critérios para a composição da Rede Básica de Transmissão; ampliação da liberdade de escolha do fornecedor de energia para todos os consumidores e ajustes às Regras de Mercado, cuja implementação gradual teve início em setembro de 2000, especialmente no que se refere à formação de preços.

O início de operação do Mercado Atacadista de Energia já no ano 2000 e a liberação do mercado a partir de 2003 tornam imprescindível a preparação de todas as empresas do setor elétrico nacional para o ambiente mais competitivo. Nesse sentido, as empresas vêm buscando incrementar a oferta de energia ao menor custo, combinando investimentos em novas unidades geradoras com compras de energia no exterior, oferta de soluções energéticas visando conquistar novos consumidores e fidelizar clientes atuais, além de implementar medidas de redução de custos e otimização do uso do sistema elétrico.

MERCADO

O mercado global da Cemig apresentou crescimento de 5,3% em relação ao ano anterior, com destaque para as classes de consumo Comercial e Industrial.

A classe Residencial, que representa 20,1% do mercado da Cemig, registrou um crescimento de 1,7% em relação ao ano anterior.

A classe Industrial, com participação de 58,7% do mercado da CEMIG, cresceu 6,8% em relação ao ano anterior, destacando-se a Indústria de Transformação, que cresceu 7,7%.

A classe Comercial, com participação de 9,5% do mercado da Cemig, apresentou o maior crescimento, com taxa de 7,5% em relação ao ano anterior, principalmente em função da reclassificação de consumidores que anteriormente encontravam-se faturados na classe residencial e melhoria no desempenho dos setores comerciais como o comércio varejista e o de serviços de armazenagem e alimentação.

A classe Rural apresentou crescimento de 2,7%, respondendo com 4,4% do mercado CEMIG. Esse desempenho resultou não só da maior utilização da irrigação na tensão primária, em outubro e novembro, mas também do aumento do consumo convencional proveniente do número de novas ligações através dos Programas Lumiar e Luz no Campo.

A Cemig vendeu, no ano de 2000, para o seu mercado, o equivalente a 37.777 GWh. O fornecimento de contratos bilaterais a empresas congêneres foi de 413 GWh e foram comercializados 4.289 GWh de energia de curto prazo.

Agrupando o consumo dos contratos bilaterais e da energia de curto prazo ao mercado Cemig, o total de energia vendida passa para 42.479 GWh em 2000 e 39.347 GWh em 1999, resultando num crescimento de 8,0%.

Em 2000, foram ligados 224 mil novos consumidores, sendo que 209 mil na área urbana e 15 mil na área rural, elevando o total de consumidores da CEMIG para 5.141 mil. Esses consumidores estão distribuídos em 5.415 localidades, sendo 774 municípios, 510 distritos e 4.131 povoados.

TARIFAS

A CEMIG foi autorizada, em abril, a praticar um reajuste linear de 12,20% sobre os fornecimentos e suprimentos de energia do seu mercado, como resultado da aplicação da fórmula paramétrica, prevista nos contratos de concessão. Parte desse percentual, 1% decorre do repasse do aumento na alíquota de Cofins efetuado pelo Governo Federal em 1999.

Os custos não gerenciáveis pela CEMIG (Parcela A da Fórmula Paramétrica), ou seja, os encargos do setor como Conta de Consumo de Combustível - CCC, Reserva Global de Reversão - RGR, taxa de manutenção do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a energia comprada para revenda foram responsáveis por cerca de 6,9% do reajuste, enquanto que a variação do IGP-M, que reajusta os custos gerenciáveis (Parcela B da Fórmula Paramétrica), representou 4,3% do reajuste.

Parte do reajuste, equivalente a 0,47%, referente ao diferimento dos acertos de CCC, RGR e variação cambial do pagamento da compra de energia de Itaipu, realizados em 1999, será reduzido da base de cálculo em abril de 2001.

Conforme decisão da Assembléia Geral de Acionistas, foi decidido aplicar reajuste diferenciado aos consumidores de baixa renda. Assim, consumidores de até 60 kWh de consumo mensal não tiveram aumento de tarifas, aqueles com consumo de 61 kWh até 180 kWh, tiveram até 6% de reajuste tarifário e os consumidores não classificados como baixa renda tiveram reajuste integral. Conseqüentemente, a média de variação tarifária para a classe residencial ficou em 6,5%.

O reajuste médio global praticado no mercado foi, portanto, de 11,83% e começou a vigorar a partir de 15 de maio de 2000.

Em junho de 2000, foi também reajustada a receita permitida do segmento de transmissão. O aumento de 13,2% resultou essencialmente da aplicação direta do IGP-M acumulado até maio.

Ainda em 2000, a CEMIG apresentou à ANEEL sua proposta de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. A TUSD será, a partir do momento em que for homologada pela ANEEL, aplicada ao transporte de energia para os consumidores livres, em substituição à Resolução 286/99.

A tarifa de geração, também em análise pelo Regulador, entrará em vigor para os contratos de venda de energia para terceiros e para o segmento de comercialização/distribuição, após a desverticalização da empresa.

ATENDIMENTO AO CLIENTE

Qualidade do Atendimento

Com o objetivo de melhoria da qualidade e agilidade no atendimento ao cliente, a CEMIG iniciou a implantação do Sistema de Gerenciamento de Agências de Atendimento e do Sistema de Atendimento a Clientes, que possibilitarão monitorar e avaliar os serviços prestados e, conseqüentemente, reduzirão custos e permitirão ganhos de eficiência.

A qualidade dos serviços prestados aos consumidores foi avaliada em 2000 com aplicação de questionários, o que permitirá a elaboração do Plano de Ação para correção e aprimoramento de processos.

Conselho de Consumidores

O Conselho de Consumidores, composto por pessoas indicadas por entidades representativas de classes de consumidores (Residencial, Comercial, Rural, Industrial e Poder Público) e por órgão de defesa dos consumidores (PROCON), representa os interesses e promove a defesa dos consumidores, encaminhando sugestões, cooperando na fiscalização e provendo denúncias e reclamações junto a Cemig, conforme previsto nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Em 2000, o trabalho conjunto da CEMIG e o Conselho resultou em diversas ações e programas, tais como:

- Pré-Eletrificação Rural com Energia Solar Fotovoltaica
- Substituição de Lâmpadas Incandescentes por Lâmpadas Fluorescentes Compactas em Unidades Subvencionadas
- Programa Casas de Máquinas – Incentivo ao Uso de Equipamentos Eletorrurais
- Qualidade Total nas Instalações Elétricas das Escolas Públicas
- Atendimento a Consumidores de Baixa Renda com Rede à Porta
- Atendimento Além do Medidor
- Ação Comunitária Energia para a Vida – ACEV
- Melhoria das Instalações Elétricas Internas na Unidade Consumidora de Baixa Renda

PROMOÇÃO DA QUALIDADE

Implantação do Sistema de Gestão Ambiental e da Qualidade

A CEMIG vem desenvolvendo e implantando o Sistema de Gestão Ambiental, que integra o gerenciamento da qualidade de produtos e serviços para os clientes (com base nas normas ISO 9000) com os impactos e riscos ambientais (com base nas normas ISO 14000).

Quanto ao Sistema de Gestão da Qualidade, aproximadamente 1.000 colaboradores estão envolvidos seja em processos já certificados (total de 11 certificados obtidos), seja na preparação para certificação. A estratégia é priorizar os processos que mais impactam a satisfação dos clientes da Companhia, em consonância com as diretrizes corporativas e as perspectivas de evolução do mercado de energia.

Em 2000, a CEMIG obteve certificações ISO 9002 nos processos de Serviços de Manutenção, Engenharia de Subestações e Linhas de Transmissão, Operação de Sistemas de Produção e Transmissão de Energia Elétrica e Atendimento a Clientes de Média e Baixa Tensão.

GESTÃO

Balço Social – 2000

	<u>2000</u>			<u>1999</u>		
1. Bases de Cálculo						
1.1 – Faturamento Bruto			4.858,9			3.879,5
1.2 – Lucro Operacional (antes do Resultado Financeiro)			700,8			403,9
1.3 – Folha de Pagamento Bruta			529,0			516,9
			<u>2000</u>			<u>1999</u>
			<u>% sobre</u>			<u>% sobre</u>
2. Indicadores Laboriais	Valor	Folha Bruta	Lucro	Valor	Folha Bruta	Lucro
2.1 – Alimentação	20,4	3,9	2,9	23,6	4,6	5,8
2.2 – Encargos Sociais Compulsórios	132,0	25,0	18,8	127,0	24,6	31,5
2.3 – Previdência Privada	149,8	28,3	21,4	126,6	24,5	31,4
2.4 – Saúde	20,7	3,9	3,0	20,3	3,9	5,0
2.5 – Treinamento	2,0	0,4	0,3	8,2	1,6	2,0
2.6 – Participação dos Trabalhadores nos Lucros	27,4	5,2	3,9	27,4	5,3	6,8
2.7 – Outros Benefícios	14,8	2,7	2,1	8,9	1,7	2,2
Total – Indicadores Laboriais (2.1 a 2.7)	<u>367,1</u>	<u>69,4</u>	<u>52,4</u>	<u>342,0</u>	<u>66,2</u>	<u>84,7</u>
3. Indicadores Sociais						
3.1 – Impostos (excluindo encargos sociais)	1.698,0	321,0	242,3	1.155,7	223,6	286,1
3.2 – Doações e Subvenções para entidades com fins sociais	12,6	2,4	1,7	9,6	1,9	2,3
3.2.1 – Cultura	1,6	0,3	0,2	0,3	0,1	0,1
3.2.2 – Assistência Social	0,7	0,2	0,1	0,2	-	-
3.2.3 – Subvenção de Energia(Creche, Asilos, Hospitais e Assemelhados)	10,1	1,9	1,4	8,6	1,7	2,1
3.2.4 - Outros	<u>0,2</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>0,5</u>	<u>0,1</u>	<u>0,1</u>
Total – Indicadores Sociais (3.1 a 3.2)	<u>1.710,6</u>	<u>323,4</u>	<u>244,0</u>	<u>1.165,3</u>	<u>225,5</u>	<u>288,4</u>
			<u>2000</u>			
4. Indicadores do Corpo Funcional			1			
4.1 – Nº de empregados ao final do exercício			11.648			
4.1.1 – Escolaridade dos empregados						
Superior e extensão universitária			2.808			
2º Grau			6.065			
1º Grau			2.168			
Até 1º Grau incompleto			607			
4.1.2 – Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos			2.275			
De 30 a 40 anos			4.371			
De 40 a 50 anos			4.549			
Acima de 50 anos			453			
4.1.3 – Admissão durante o período						
Efetivos			11			
Aprendizes			112			
4.2 – Mulheres que trabalham na empresa			1.605			
4.3 – Cargos gerenciais						
Homens			375			
Mulheres			22			
4.3.1 – Cargos gerenciais ocupados por mulheres - % sobre 4.2			1,37			
4.3.2 – Cargos gerenciais ocupados por mulheres - % sobre 4.3			5,54			
4.4 - Estagiários			332			

Tecnologia

A CEMIG faz uso intensivo de tecnologia, buscando manter-se na vanguarda com relação à utilização, adaptação e desenvolvimento das técnicas mais avançadas e adequadas aos seus processos produtivos. Ela também se consolida, cada vez mais, nos cenários nacional e internacional, como uma empresa dedicada à pesquisa e ao desenvolvimento de alternativas energéticas.

Tiveram continuidade, em 2000, as atividades voltadas para a Gestão Estratégica de Tecnologia na Empresa, envolvendo capacitação de gerentes e empregados, desenvolvimento de parcerias com universidades e entidades de pesquisa, prospecção tecnológica e análise da evolução dos cenários tecnológicos, com o estabelecimento, através do Comitê de Planejamento Empresarial, das estratégias, diretrizes e ações a este respeito.

Foi concluído o Programa de Desenvolvimento Tecnológico Industrial da CEMIG – PDTI, composto por 117 projetos de pesquisa, envolvendo recursos da ordem de R\$ 32 milhões e benefício fiscal estimado de R\$ 4,5 milhões (realizados no período entre 1995 e 2000).

Quanto à pesquisa de alternativas energéticas, a empresa desenvolveu diversos projetos de utilização de energia solar e eólica, uso racional da energia, vetores energéticos alternativos, tais como hidrogênio, biomassa vegetal e geração distribuída ou local, incluindo pesquisa, desenvolvimento, experimentação e adaptação de novas tecnologias, consolidando a CEMIG como empresa detentora de larga experiência e excelente qualificação técnica na identificação, no desenvolvimento e no aproveitamento das fontes alternativas de energia. A CEMIG participa de entidades como o CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa e o CENEH – Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio.

Comunicações

A CEMIG possui uma das maiores redes de telecomunicações privadas do país, construída para atender à demanda de comunicação operativa e administrativa da Empresa.

Foi implantado, em 2000, o projeto de Comunicação de Dados Móveis para Veículos, entre os Centros Regionais da Distribuição e os veículos em campo. Com isso, a solicitação dos serviços de restauração de energia, ligação de consumidores e iluminação pública, passou a ser feito por escrito, automaticamente para os terminais de bordo dos veículos, sem necessidade de conversações.

Adicionalmente, foi implantado o Projeto Piloto de Monitoramento On-Line do sistema elétrico que objetiva aumentar a confiabilidade dos equipamentos, eliminando a possibilidade de falha, corte de carga e redução de interrupções, com economia na manutenção e otimização das equipes.

Foi concluída, ainda, a implementação dos canais de comunicação para a 1ª etapa do projeto Esquema de Controle de Segurança, para atender o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que visa reduzir a possibilidade de grandes desligamentos no sistema elétrico brasileiro.

Treinamento

A formação e especialização profissional do corpo técnico, administrativo e gerencial da CEMIG é uma questão estratégica, voltada para o aumento da sua vantagem competitiva. Como tal, a Empresa investiu em 2000 no conhecimento e no nível de capacitação de seu pessoal.

Foram registradas 12.394 participações de empregados em cursos e seminários, totalizando 800 mil homens/ hora de treinamento. Isso corresponde a uma média de 69,3 horas de treinamento por empregado no ano.

Foram treinados 171 empregados em cursos de pós-graduação, totalizando 61.560 homens/ hora de treinamento (360 horas por participante), patrocinadas pela Empresa e também em parceria com o próprio empregado.

A CEMIG manteve, no ano 2000, o Programa de Educação Básica – CEMIG. Destinado à conclusão dos estudos de ensino fundamental, esse programa, que em 1999 resultou em 225 formandos, permitiu formar no ano 2000 mais 273 empregados, que conquistaram, sob o patrocínio da Empresa, seu primeiro diploma escolar. A iniciativa se insere no contexto de Cidadania e Responsabilidade Social Empresarial.

MEIO AMBIENTE

Como grande parte das operações da Empresa interagem com a natureza, a Cemig tem uma preocupação constante com a preservação do meio ambiente. Em 2000, a empresa investiu mais de R\$ 14 milhões em programas ambientais.

A postura pró-ativa na questão ambiental proporcionou uma premiação inédita: a Cemig foi uma das duas únicas empresas brasileiras selecionadas no Dow Jones Sustainability Group Index (DJSGI), no ano 2000, juntamente com outras 236 empresas do resto do mundo. O levantamento abrangeu mais de 2 mil empresas de 64 ramos industriais em 36 países. O DJSGI premia empresas de reconhecida sustentabilidade corporativa, ou seja, capazes de criar valor para acionistas no longo prazo, por aproveitarem oportunidades e gerenciarem riscos associados a fatores econômicos, ambientais e sociais.

A CEMIG também recebeu a certificação ISO 14001 para a Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, sendo uma das primeiras hidrelétricas do mundo a receber esse certificado. A certificação engloba a geração de energia elétrica, a operação do reservatório (com cerca de 500 km²) e o gerenciamento ambiental da Reserva de Galheiro, com área de 2.847 hectares, a maior da Cemig.

A Cemig e o Funbio – Fundo Brasileiro para a Biodiversidade firmaram contrato de parceria para instalação do Centro de Estudos de Mecanismos de Transposição de Peixes na Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. O Centro tem como objetivo realizar e divulgar estudos sobre a migração dos peixes ao longo dos cursos d'água e sobre os mecanismos de transposição em usinas (escadas, elevadores, entre outros).

A Cemig e Fundação Zoo-Botânica de Belo Horizonte desenvolveram ao longo do ano estudos para conhecer melhor os hábitos do Lobo-guará. O Lobo-guará é um mamífero encontrado no cerrado e está ameaçado de extinção. Seus hábitos estão sendo monitorados tanto via satélite, através de sistema de posicionamento geográfico (GPS), na Reserva Particular do Patrimônio Natural do Caraça, no município de Santa Barbara - Minas Gerais, quanto no zoológico de Belo Horizonte.

Em 2000, foram recebidos cerca de 17 mil visitantes para participação em trabalhos de educação ambiental nas Reservas e Usinas da empresa. Na Reserva de Peti, foi criada uma trilha ambiental para deficientes visuais. Com extensão de 800 metros, a trilha permite que o deficiente visual caminhe sozinho e com segurança por toda a sua extensão. As informações ambientais estão em placas escritas em braille e amostras de folhas, sementes e ovos são disponibilizadas para tato.

A Semana do Meio Ambiente, com o tema “A Ecologia do Cerrado”, recebeu a visita de mais de 3 mil alunos.

A Cemig produziu em torno de 3,5 milhões de alevinos de peixes típicos do Estado de Minas Gerais, dos quais cerca de 2,7 milhões foram introduzidos nos reservatórios e rios. Através do convênio com a Universidade Vale do Rio Doce – Univale, foi realizada, de forma pioneira, a primeira reprodução induzida da espécie de Piau, peixe nativo do rio Doce. Foi monitorada a qualidade de água de 33 reservatórios, que totalizam 3,2 km² de espelho d'água.

O programa de reflorestamento ciliar teve prosseguimento em 2000. A Cemig implantou áreas de reflorestamento em 302 hectares. Foram produzidas 288 mil mudas, utilizadas em reflorestamento e em arborização urbana.

INVESTIMENTOS

A CEMIG investiu no ano de 2000, um total de R\$ 420 milhões, a preços correntes, sendo R\$ 332 milhões destinados ao sistema de distribuição, R\$ 58 milhões a obras de geração, R\$ 9 milhões ao sistema de transmissão e R\$ 21 milhões aos sistemas associados e às instalações gerais.

Geração

O ano de 2000 fica registrado na história da Cemig pela ocorrência de um fato inédito: a implantação simultânea de 3 usinas de porte. Além do Aproveitamento Hidrelétrico de Porto Estrela, cujas obras foram iniciadas em 1999, iniciou-se em 2000 a implantação das usinas de Queimado e Funil.

Na implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de Queimado, com 105 MW de capacidade instalada e custo total de R\$ 113 milhões, a Cemig, com 65% de participação no empreendimento, tem como parceira a Companhia Energética de Brasília – CEB, com 35%. As obras foram iniciadas em agosto, abrangendo áreas dos municípios de Unai e Cabeceira Grande, em Minas Gerais e Cristalina, em Goiás. O início da geração comercial está previsto para abril de 2003.

O Aproveitamento Hidrelétrico de Funil, com potência instalada de 180 MW e custo estimado de R\$ 193 milhões, está sendo implantado no alto curso do rio Grande, no Estado de Minas Gerais, entre os municípios de Perdões e Lavras. O início da construção aconteceu em setembro de 2000 e a entrada em operação comercial deverá ocorrer em dezembro de 2002. O Consórcio Empreendedor é formado pela Cemig, com 49%, e Companhia Vale do Rio Doce, com 51%.

A Cemig venceu, em 30 de novembro, o leilão realizado pela ANEEL para a exploração do Complexo Energético Capim Branco. A Cemig participa com 20% no Consórcio Capim Branco Energia, formado ainda pela Companhia Vale do Rio Doce (46%), Comercial Agrícola Paineiras (17%), Camargo Correa Cimentos (5%) e Companhia Mineira de Metais (12%). O Complexo é constituído pelos aproveitamentos hidrelétricos Capim Branco I e Capim Branco II, localizados no rio Araguari, entre os municípios de Araguari e Uberlândia, com potência instalada de 240 e 210 MW, respectivamente. O custo do empreendimento é de cerca de R\$ 500 milhões. O início das obras de Capim Branco I está previsto para setembro de 2001 e a geração comercial para novembro de 2004. Capim Branco II terá suas obras iniciadas em junho de 2004, com geração comercial prevista para agosto de 2007.

Outras três usinas – Aimorés, Pai Joaquim e Irapé – estão em fase de viabilização para início de obras em 2001 e acrescentarão ao parque gerador de Minas Gerais mais 1.163 MW. Serão realizadas em parceria com outras empresas, à semelhança do modelo adotado nos empreendimentos em implantação. A Cemig pretende participar dos investimentos, supervisionar a implantação e ser responsável pela operação das usinas.

A Usina Hidrelétrica de Aimorés, a ser implantada no Rio Doce, abrangendo área dos municípios de Aimorés, Itueta e Resplendor, se destaca pela capacidade instalada, que será de 330 MW, e pelo custo de implantação de R\$ 325 milhões. Neste consórcio, a Cemig participa com 49% do empreendimento e a Companhia Vale do Rio Doce, com 51%. O início da construção está previsto para março de 2001 e a geração comercial para março de 2004.

A Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim, de 23 MW, é uma iniciativa do consórcio formado pela Cemig, com 49%, e IMPSA – Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A., com 51%. A relocação e ampliação da casa de força da Usina estão com previsão de início para o 1º semestre de 2001 e a geração comercial para o 2º semestre de 2002.

Adicionalmente, a Cemig tem envidado esforços para viabilizar a implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de Irapé, com potência de 360 MW, localizado no Rio Jequitinhonha, na divisa dos municípios de Berilo e Grão Mogol, tanto através da otimização do projeto quanto da criação de oportunidades de negócios para empreendedores interessados em investir na geração de energia elétrica. A Cemig considera, inclusive, a possibilidade de participar de forma minoritária neste empreendimento, cujo investimento total será da ordem de R\$ 500 milhões. O início das obras está previsto para setembro de 2001 e a geração comercial para abril de 2005.

Destaque-se, ainda, o investimento na Usina Hidrelétrica Sá Carvalho, com 78 MW de potência, no total de R\$ 87 milhões, que compreendeu a aquisição dos ativos e dos direitos de exploração da usina, cuja propriedade da ACESITA S.A. Uma operação de financiamento complexa e inédita no setor elétrico foi montada, envolvendo a criação de empresa de propósito específico e o acesso ao mercado de debêntures (R\$ 71 milhões), o que possibilitou à CEMIG proceder à aquisição com o mínimo de recursos próprios. Não menos importante foi o fortalecimento da parceria da CEMIG com um de seus grandes consumidores, já que toda a produção da usina de Sá Carvalho será comercializada com a própria Acesita através de um contrato de longo prazo.

Com a compra de Sá Carvalho, cuja potência instalada é de 78 MW, o grupo CEMIG fecha o ano com 40 usinas, sendo 36 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de 5.632 MW.

Para manter e incrementar a qualidade das instalações em operação, propiciando confiabilidade e segurança no fornecimento de energia aos seus consumidores, a Cemig realizou várias obras para a implantação do Esquema de Controle de Segurança (ECS) do Sistema Interligado Brasileiro, nas usinas de Volta Grande, São Simão, Nova Ponte, Emborcação, Jaguará, Miranda e Igarapava.

Transmissão e Distribuição

A Cemig obteve, em 2000, a concessão para a implantação e operação da Subestação Itajubá 3, sagrando-se vencedora da primeira licitação para subestações conduzida pela ANEEL. As obras deste empreendimento foram iniciadas em outubro de 2000. Com dois transformadores 500-138kV de 300MVA cada, esta subestação irá atender a uma população de mais de 2,2 milhões de habitantes, além de suprir o crescimento da Região Sul de Minas Gerais, principalmente em função da duplicação da Rodovia Fernão Dias.

A Cemig desenvolveu estudos de viabilidade com vistas à sua participação no leilão de outorga de concessão de duas novas linhas de transmissão em 500kV, integrantes do conjunto de obras de ampliação da interligação Norte-Sul (Linha de Transmissão - LT Samambaia-Itumbiara e Samambaia-Emborcação). O Consórcio com o qual a Cemig manteve negociações sagrou-se vencedor do referido leilão e a Cemig tem participação nos serviços de engenharia na fase de implantação do empreendimento e, após a sua conclusão, prestará serviços de operação e manutenção.

Cabe destacar, ainda, a aquisição de 33 transformadores de potencial capacitivos de 550 kV dentro do programa de modernização do parque instalado destes equipamentos e a implantação do Esquema de Controle de Segurança (ECS) do Sistema Interligado Brasileiro, consistindo da implantação de Controladores Lógicos Programáveis nas Subestações de Neves 1, Barbacena 2, Pimenta, Itutinga, Ipatinga 1, Montes Claros 2, e Jaguará.

Em continuação ao projeto de automação de subestações, o que possibilita a redução de custos operativos, melhoria da qualidade dos serviços e otimização da operação do sistema, foram concluídas as obras de automação de 38 subestações, elevando a 171 o total das subestações telecontroladas em dezembro de 2000.

Em 2000, foram construídos 15.011 km de novas redes de distribuição e 221 km de linhas de transmissão e subtransmissão, totalizando 312.447 km de redes de distribuição e 21.001 km de linhas de transmissão em operação em dezembro de 2000, já descontadas as desativações de linhas obsoletas ou em final de vida útil, as quais poderiam comprometer a continuidade do fornecimento aos consumidores.

Observe-se que, do total de 21.001 km, 16.038 km são de tensão inferior a 230 kV, integrantes do sistema de Distribuição. Aquelas com tensão igual ou superior a 230 kV são também de propriedade da CEMIG mas integram a Rede Básica e sua operação é administrada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que remunera sua cessão ao Sistema Elétrico Interligado.

Foram, ainda, colocados em operação 102,5 MVA de capacidade de transformação no sistema elétrico da Cemig, além de 135,6 MVar de compensação reativa, elevando a capacidade total nas subestações abaixadoras para 27.687 MVA em dezembro de 2000, já descontadas as desativações. Contribuíram para esse acréscimo a implantação de 3 novas subestações e a ampliação de outras 31. Destacam-se a Subestação BH São Marcos por ser uma obra que adota padrões tecnológicos bastante elevados e a Subestação Porteirinha 2 que permitirá o desenvolvimento dos municípios da região de Janaúba, Porteirinha, Mato Verde, Monte Azul e Espinosa.

Programas Especiais de Eletrificação

Destacamos, em 2000, o andamento do Programa de Desenvolvimento Rural – Lumiar / Luz no Campo, de caráter social, cujo contrato de financiamento junto à ELETROBRÁS foi assinado em 27 de junho de 2000, em Brasília. Até dezembro, foram feitas ligações de 32.310 consumidores e a instalação de 59.842 postes. O investimento total do programa está estimado em R\$ 454,4 milhões e a CEMIG irá participar com R\$ 239,2 milhões, visando eletrificar 185.000 novas unidades consumidoras com os seguintes objetivos:

- elevar a taxa de atendimento rural para valores próximos de 100% até o final do ano 2003;
- valorizar a qualidade de vida na área rural pelo acesso à energia elétrica;
- contribuir para a redução do êxodo rural;
- possibilitar o aumento da produção e da produtividade utilizando a energia elétrica para cultivos irrigados.

Numa primeira etapa desse programa, estão sendo executadas ligações de 113.150 consumidores, com investimentos de R\$ 219 milhões, sendo R\$ 164 milhões com recursos assegurados junto à Eletrobrás.

Para beneficiar a população mais carente das áreas urbanas, foi lançado, em maio de 2000, pela CEMIG e Governo do Estado de Minas Gerais, o Programa Luz Real. Os investimentos abrangerão obras de extensão em periferias urbanas, instalação de padrões de entrada, redes especiais em favelas, melhoria na iluminação pública, em escolas e residências, até o ano de 2002.

CAPTAÇÃO DE RECURSOS

Em 2000, foram captados R\$ 161.620 mil destinados à cobertura de parte do programa de investimentos da CEMIG, sendo que desse valor R\$ 59.668 mil são referentes ao financiamento da ELETROBRÁS para obras de distribuição, R\$ 71.831 mil, referentes à aquisição das ações da Usina Hidrelétrica Sá Carvalho S.A. e R\$ 30.121 mil são recursos oriundos do auxílio de consumidores.

Foram captados, também, recursos externos no valor de R\$ 238.893 mil destinados ao refinanciamento de parte da dívida registrada junto ao Banco Central do Brasil e foi renegociada, ainda, a dívida junto a Siemens, no valor de R\$ 123.298 mil, com vencimento inicial previsto para 31 de dezembro de 2000, postergando a sua liquidação em 4 parcelas, vencendo a primeira em 16 de junho de 2003.

ENDIVIDAMENTO

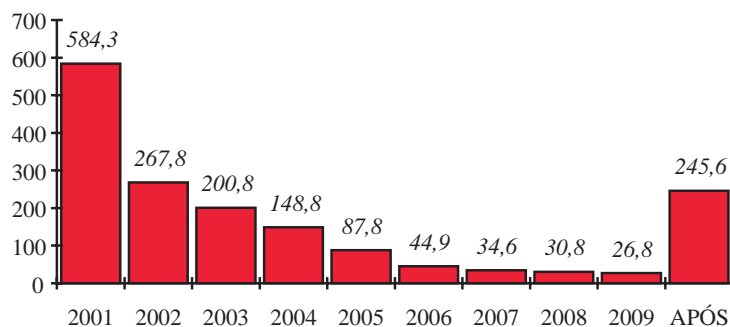
A empresa refinanciou as dívidas em moeda externa vencidas no período de março a dezembro de 2000 junto ao Banco Áustria, no montante de USD 38.400.000,00, Banco do Brasil-Viena, no montante de USD 35.500.000,00 e City Bank, no montante de USD 38.000.000,00, com vencimento previsto para 2001, 2003 e 2002, respectivamente, conforme resolução 2515 e circular 2826 do Banco Central de 29 de junho de 1999, prorrogou para 2002 a dívida junto a Siemens/ Nativa, no montante de USD 62.664.000,00 vencidas em dezembro de 2000.

No final de 2000, a CEMIG possuía uma dívida de R\$ 1.672,2 milhões relativa a empréstimos e financiamentos. Deste total, 34,9 por cento representam dívidas de curto prazo e do restante, 93,2 por cento deverão ser liquidadas em 16 anos e 6,8 por cento em até 25 anos. O endividamento em moeda estrangeira representa 67,8 por cento da dívida do total, sendo que, desse montante 93,5 por cento é contratado em dólar americano. O custo médio atual da dívida é de 9,35 por cento ao ano.

A dívida total da CEMIG equivalia a 21,4 por cento de seu patrimônio líquido, em 31 de dezembro de 2000, indicando o baixo endividamento da Empresa, o que lhe confere não só uma excelente qualidade de crédito, mas também um expressivo potencial de alavancagem de sua expansão.

O gráfico a seguir apresenta o perfil da dívida da CEMIG, posição em 31 de dezembro de 2000, com destaque para o ano de 2001, em que está considerado o exercício do resgate antecipado por opção da CEMIG ou dos credores, no quinto ano, dos eurobônus emitidos em 1996 (US\$ 150 milhões). Entretanto, é política da Empresa o alongamento do perfil da dívida, através de sua rolagem.

PERFIL DA DÍVIDA DA CEMIG EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000
Valores em R\$ Milhões



Em 2000, atendendo às exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi promovida a separação física e operacional total da Gasmig em relação à Cemig, passando a empresa a gerenciar diretamente todos os seus processos antes realizados no ambiente de sua controladora.

O crescimento da utilização de gás natural verificada nos últimos anos no país e a competitividade das tarifas frente aos energéticos concorrentes, mesmo diante de um quadro de extrema instabilidade de preços do petróleo, contribuiu para a superação da marca de 1,3 milhão de m³/dia de vendas contratadas de gás natural.

Em 2000, foram distribuídos 315,7 milhões de m³, correspondentes a um faturamento de R\$ 79,2 milhões. Esses valores representaram um crescimento de 24,4% sobre o volume e de 58,0 % sobre o faturamento de 1999.

O ano foi ainda caracterizado pelo expressivo crescimento do segmento de gás natural veicular na Região Metropolitana de Belo Horizonte - RMBH. Em 2000, foram distribuídos 17,0 milhões de m³ para essa região, o que representou um crescimento de 428,4% em relação a 1999.

Foram realizadas obras de extensão da rede de distribuição para o atendimento de Vespasiano, Ibirité e Contagem, onde também foi executado projeto de expansão no Centro Industrial de Contagem - CINCO. No CINCO deverão ser atendidos mais 10 novos consumidores, em uma rede de cerca de 8 km, que, acrescida aos ramais já realizados para o atendimento aos postos, resulta em uma rede de distribuição no Estado de Minas Gerais de cerca de 120 km.

Foi também assinado Termo de Referência com a Petrobrás para viabilizar o fornecimento de gás a três usinas termelétricas a serem instaladas no Estado de Minas Gerais, dentro do Programa Prioritário de Termelétricidade instituído pelo Governo Federal em fevereiro de 2000.

INFOVIAS

A EMPRESA DE INFOVIAS S.A., formada pela associação entre Cemig e AES Força e Empreendimentos Ltda. tem como objetivo disponibilizar meios de telecomunicações em Minas Gerais através da infra-estrutura da CEMIG. Atua como prestadora de Serviço Limitado Especializado (SLE) provendo Circuitos Especializados e Redes Especializadas. Com investimentos iniciais de US\$ 106.000.000,00, trabalha em dois grandes projetos no Estado: Rede de Acesso e Rede Multiserviços.

A Rede de Acesso é composta por fibras ópticas em anéis SDH na Região Metropolitana de Belo Horizonte. Em setembro de 2000, foi assinado um contrato de demanda mínima com a Diveo Telecomunicações do Brasil, que garante a venda de 400 circuitos E1's até 2004. Contratos com outros clientes estão em fase de negociação e assinatura. Os principais clientes dessa rede são as operadoras de telecomunicação de Serviço Telefônico Fixo Comutado – STFC, de Serviço Móvel Celular – SMC e de Serviço Limitado Especializado – SLE.

A Rede Multiserviços, rede híbrida composta por fibra óptica e cabo coaxial, tem conclusão prevista para março de 2001 em 12 cidades de Minas Gerais (Belo Horizonte, Contagem, Barbacena, Ribeirão das Neves, Conselheiro Lafaiete, Ituiutaba, Poços de Caldas, Uberlândia, Sete Lagoas, Ipatinga, Betim e Uberaba). A rede possui 3.500 km, sendo 700 km de fibra óptica e 2.800 km em cabo coaxial, que atingem cerca de 500 mil residências. A Infovias tem um contrato com a W@y Brasil para transporte dos sinais dessa operadora de TV a cabo nas 12 cidades em que a rede está sendo construída.

Encontra-se ainda em andamento um estudo para operacionalizar internet de banda larga (512 kbps), inicialmente em Belo Horizonte. Outras possibilidades de negócios podem ser agregadas à rede, como VPN, Web TV, Transmissão de Dados, Voz e Imagem, Telemetria, Segurança Eletrônica, Home Banking, Tele-medicina, Tele-Educação, etc.

A composição do capital social da Empresa de Infovias S.A., após todos os recursos terem sido integralizados será a seguinte: CEMIG, 49,0%, AES Força e Empreendimentos Ltda., 50,0%, Clube de Investimentos dos Empregados da CEMIG - CLIC, 1,0%.

SÁ CARVALHO

A empresa Sá Carvalho S.A, sociedade anônima de capital fechado, controlada da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG é concessionária de geração de energia elétrica destinada ao serviço público, tendo recebido autorização para exploração do potencial hidráulico da Usina Sá Carvalho através da RESOLUÇÃO ANEEL nº 466, de 29 de novembro de 2000, e tem por objetivo a produção e comercialização da energia produzida na referida Usina, localizada no Rio Piracicaba, no município de Antônio Dias – MG.

A Companhia iniciou suas operações em 15 de dezembro de 2000, com a assinatura do “Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica” com a ACESITA S.A., que regula a venda de energia por Sá Carvalho S.A. à ACESITA S.A., exclusivamente associada aos valores de ENERGIA E POTÊNCIA ASSEGURADOS, para atender à parcela das necessidades de energia das instalações industriais daquela empresa, em Timóteo – MG.

A Companhia tem sede administrativa localizada à Avenida Barbacena, 1200, 12º andar, Belo Horizonte – MG, CEP 30123-970 e conta atualmente com um quadro de 15 empregados efetivos, com remuneração na faixa de de R\$ 600,00 a R\$ 2.150,00, em dezembro de 2000.

IPATINGA

A Usina Térmica Ipatinga S.A, sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 11 de agosto de 2000, com sede na cidade de Belo Horizonte – MG, à Avenida Barbacena, 1200, 12º andar, CEP 30123-970, tem por objetivo principal a produção e a comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica e vapor, através de central termelétrica de cogeração, de 40 MW de capacidade instalada, utilizando como combustíveis gás de alto-forno, gás de aciaria e gás de coqueria, alcatrão e seus derivados e/ou óleo combustível, localizada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS, no Município de Ipatinga, Estado de Minas Gerais.

A constituição da empresa ocorreu em cumprimento às determinações da Resolução nº 49, de 14 de fevereiro de 2000, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que autorizou a CEMIG a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia na operação da central termelétrica acima referida.

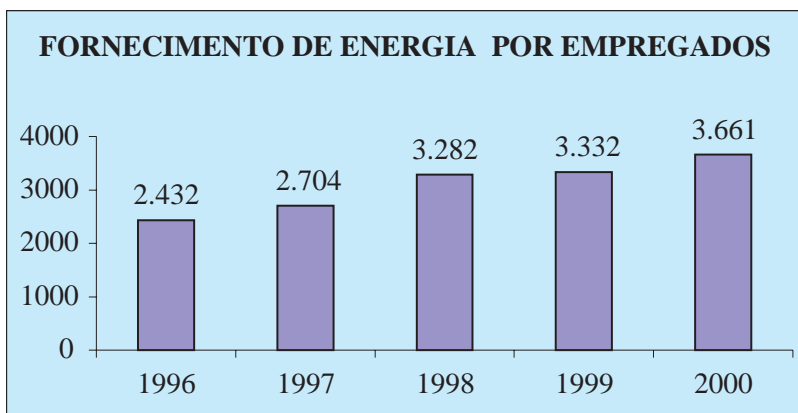
Em 1º de novembro de 2000, através da Resolução 426, a ANEEL transferiu para a Usina Térmica Ipatinga S.A. a autorização para operação da central termelétrica até 13 de dezembro de 2014.

INDICADORES DE DESEMPENHO

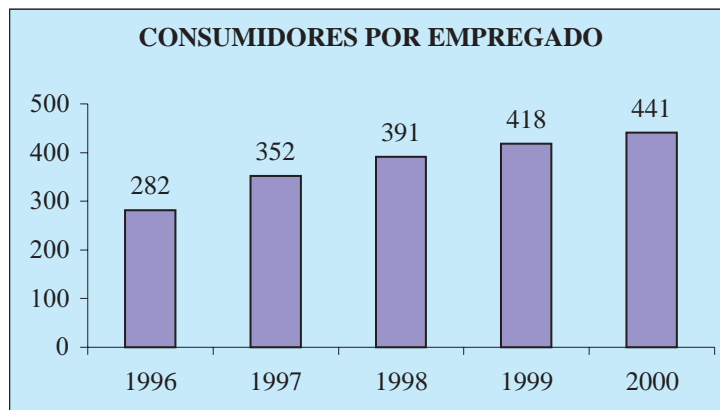
Os indicadores de desempenho da CEMIG são como segue:

		(Dez/00)	(Dez/99)
Liquidez			
Liquidez Corrente	Índice	0,64	0,47
Liquidez Geral	Índice	0,90	0,79
Endividamento (sem Obrigações Especiais)			
Ativo Total	%	23,77	23,76
Patrimônio Líquido	%	36,19	35,92
Ativo Permanente	%	30,22	29,29
Rentabilidade			
Patrimônio Líquido	%	5,31	0,44
Margem Operacional	%	19,32	14,10
Margem Líquida	%	10,68	1,18
Imobilizado	%	4,56	0,37
Margem			
EBITDA	R\$ milhões	1.185	852
EBITDA/Receita sem Impostos e contribuições	%	32,66	29,76

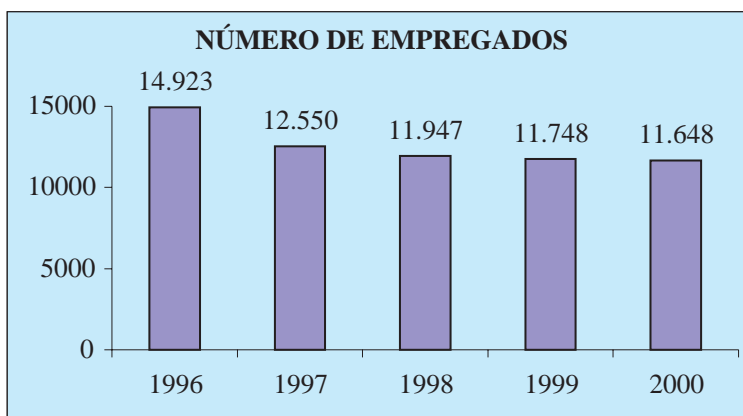
O fornecimento de energia por empregado aumentou 9,9% em relação a 1999, como pode ser visto no gráfico a seguir:



A razão consumidores por empregado alcançou a marca de 441 consumidores, representando aumento de 5,50% em relação ao ano anterior, conforme apresentada no gráfico:



O número de empregados em 31 de dezembro de 2000 era de 11.648 (incluindo 112 aprendizes), observando-se uma redução de 100 pessoas no ano. Em comparação com 1999, a redução percentual foi de 0,85 por cento, sendo visualizado no gráfico a seguir:

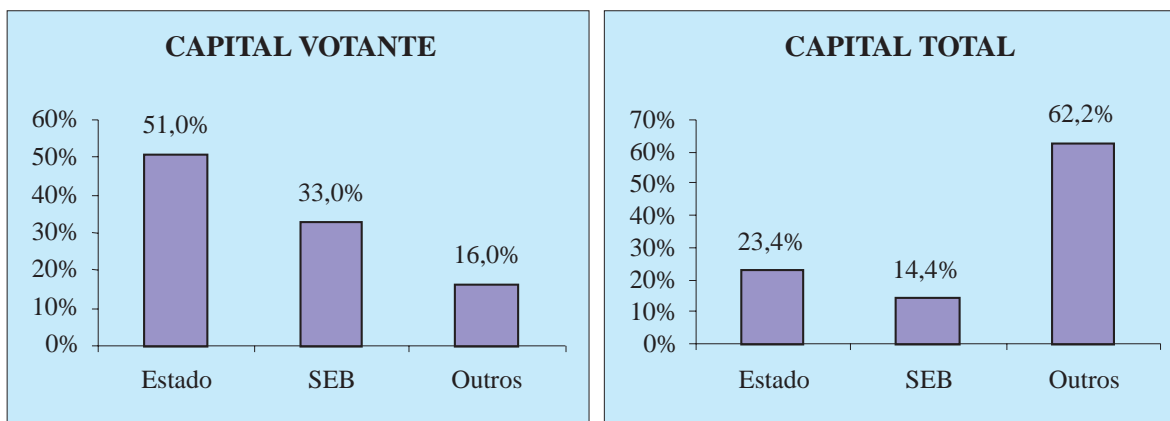


Quanto aos indicadores de interrupção no fornecimento de energia, a duração equivalente de interrupção por consumidor/ano (DEC) foi de 10 horas e 2 minutos até o final de 2000 (9 horas e 46 minutos em 1999) e a frequência equivalente de interrupções por consumidor/ano (FEC) foi de 6,60, para desligamentos acima de 3 minutos (6,54 em 1999). Esses indicadores não levaram em consideração as ocorrências externas ao sistema elétrico da CEMIG.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Companhia, em dezembro de 2000, era de R\$ 1.589.995 mil. Em sua composição podemos verificar o Estado de Minas Gerais possuindo 23,44% do total das ações da CEMIG, o setor privado 75,67% e os demais acionistas 0,89%.

Os gráficos a seguir representam a composição do capital da Empresa:



ASPECTOS PATRIMONIAIS

O Conselho de Administração delibera propor à Assembléia Geral Ordinária a realizar-se em 30 de abril de 2001, que ao lucro disponível no exercício de 2000, no montante de R\$ 468.746 mil, seja dada a seguinte destinação:

- 1) o valor de R\$ 187.000 mil seja distribuído aos acionistas inscritos no Livro de Registro de Ações Nominativas em 14 de abril de 2000 e 29 de junho de 2000, sob a forma de Juros sobre o Capital Próprio, os quais serão pagos a título de dividendo;
- 2) o valor de R\$ 20.748 mil, correspondente a 5 por cento do lucro líquido, seja mantido no Patrimônio Líquido com a seguinte destinação:
 - a) R\$ 15.682 mil seja mantido no Patrimônio Líquido para investimentos na expansão do sistema elétrico do Estado de Minas Gerais, visando atender aos consumidores de baixa renda, inclusive os rurais;
 - b) R\$ 5.066 mil seja aplicado na manutenção das atividades do Instituto de Desenvolvimento de Minas Gerais – INDI, no exercício de 2000;
- 3) o valor de R\$ 260.998 mil seja também mantido no Patrimônio Líquido, com o objetivo de reforçar o Capital Circulante, além de atender necessidades de recursos para investimentos em obras de geração, transmissão e distribuição conforme orçamento aprovado.

RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia obteve um lucro líquido de R\$ 414.959 mil, representando R\$ 2,61 por lote de mil ações.

Receita Operacional

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica a consumidores finais e suprimento a outras concessionárias apresentou um crescimento de 23,53% em relação ao mesmo período do exercício anterior, decorrente substancialmente do reajuste nas tarifas de 12,23% em maio de 2000 e dos reajustes de 16,25% em Abril de 1999 e 3,85% em junho de 1999 (efeito integral no exercício atual).

Ocorreu, adicionalmente, um aumento de 7,96% no volume de energia elétrica vendida, sendo um crescimento de 5,34% para consumidores finais e 33,15% no suprimento a outros concessionários de energia elétrica. O crescimento nas vendas de energia de suprimento deve-se ao incremento no fornecimento de energia de curto prazo.

A CEMIG atingiu em 31 de dezembro de 2000 o total de 5.141 mil consumidores, sendo que foram ligados 224 mil novos consumidores no exercício atual.

Despesas Operacionais

As Despesas Operacionais aumentaram 18,98%, representando um acréscimo de R\$ 466.781 mil em relação ao exercício anterior. As principais variações verificadas no exercício estão abaixo descritas:

- Aumento de 12,84% nos gastos com pessoal decorrente basicamente do menor volume de custos transferidos para as obras. Em conformidade aos acordos coletivos pactuados com os empregados, os salários foram reajustados em 5,40% e 6,15% nos meses de julho e novembro de 2000.
- Crescimento nos gastos com energia comprada para revenda devido ao maior volume de compras de energia através dos contratos iniciais e bilaterais realizados no exercício atual, um adicional de R\$ 72.010 mil, para atendimento ao mercado CEMIG.
- Em função da maior utilização, nesse exercício, das usinas térmicas do sistema elétrico nacional, ocorreu um aumento substancial de R\$ 147.696 mil nos gastos com a Conta de Consumo de Combustível-CCC, definidos através de portaria da ANEEL.
- Crescimento de R\$ 92.026 mil nos encargos de uso da rede em função dos novos contratos, assinados em julho de 1999, entre os concessionários, para utilização da rede básica de transmissão.
- As contribuições à FORLUZ vinculadas a associados aposentados cresceram em virtude do reajuste anual previsto em contrato (indexadas ao IGP-DI mais juros de 6,00% ao ano) e novas contribuições a partir de abril de 2000.
- Redução das provisões operacionais no exercício atual, considerando o grande volume de contingências reconhecidas no exercício anterior referentes questionamento judicial de reajuste tarifário ocorrido em 1986 - portaria DNAEE 45/86, devedores duvidosos e contingências trabalhistas.

Receitas (Despesas) Financeiras

Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro estão abaixo relacionados:

- Redução na despesa com variação cambial em função da menor desvalorização, no exercício, do real em relação ao dólar americano (9,30%) e outras moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira. No exercício anterior o real apresentou uma desvalorização de 48,01% em relação ao dólar americano.
- No exercício anterior, a atualização financeira sobre COFINS não recolhida representava parcela substancial da despesa com juros e multas sobre tributos (R\$ 25.001 mil de janeiro a junho de 1999). Com a quitação da COFINS, realizada em julho de 1999, ocorreu uma redução acentuada nos encargos provisionados sobre tributos.
- Redução nas variações monetárias passivas em função da diminuição nos índices de reajuste dos contratos de empréstimos e financiamentos. O IGP-M, que indexa a maior parte da dívida em moeda nacional, apresentou uma variação de 9,95% em 2000, sendo que no exercício anterior a variação foi de 20,10%.
- Elevação do valor de mercado das NTN's adquiridas do Governo do Estado de Minas Gerais conforme cotação da Andima.

Resultado não Operacional

Foram reconhecidas perdas líquidas no valor de R\$ 63.643 mil referentes substancialmente a estudos de viabilidade realizados em exercícios anteriores da usina de Capim Branco I e II e sistemas de telecomunicações e subestações. O resultado não operacional foi consideravelmente impactado, no exercício anterior, pelo reconhecimento de perdas com FINOR no valor de R\$ 28.848 mil. Foram adicionalmente reconhecidas perdas líquidas com alienação e desativação de bens do Imobilizado e custeio administrativo do Fundo de Pensão – FORLUZ.

4) Imposto de Renda e Contribuição Social

A CEMIG apurou o montante de R\$ 115.687 mil referente Imposto de Renda e Contribuição Social, representado 31,18% do lucro antes da tributação. A Companhia obteve benefícios fiscais no valor de R\$ 63.580 mil referentes juros sobre o capital próprio a serem pagos aos acionistas.

AGRADECIMENTOS

A administração da CEMIG é grata ao Governador do Estado, Dr. Itamar Franco, pela confiança e apoio constantemente manifestados durante o ano. Estende também os agradecimentos às demais autoridades Federais, Estaduais e Municipais, às comunidades servidas pela Empresa, aos acionistas e demais investidores e, em especial, à dedicação de seu qualificado corpo de empregados.

11.1 – NOTAS EXPLICATIVAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999 (Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ou “controladora”, sociedade de capital aberto, certificado GEMEC/RCA-200-75/109, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, é concessionária do serviço público de energia elétrica e seu acionista controlador é o Estado de Minas Gerais. Seus principais objetivos sociais são a construção e operação de sistemas de produção, transformação, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de atividades nos diferentes campos da energia, com vistas à respectiva exploração econômica.

A CEMIG tem como área de concessão 562.762 km², aproximadamente 97 por cento do território de Minas Gerais, atendendo em torno de 5.141 mil consumidores (1999 – 4.917 mil). O grupo CEMIG possui 40 usinas, sendo 36 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de 5.632 MW (5.514 MW - 1999).

A CEMIG possui participação societária nas seguintes empresas:

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são: produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da usina hidrelétrica de Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, município de Antônio Dias, Estado de Minas Gerais. Adquirido em 2000, o direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico foi transferido da Companhia de Aços Especiais Itabira – ACESITA para a Sá Carvalho S.A. pela ANEEL, através da Resolução nº 466 de 29 de novembro de 2000;
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são: produção e comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica e a vapor, através da usina térmica de Ipatinga, localizada nas instalações da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS, município de Ipatinga, Estado de Minas Gerais. A autorização para operacionalizar a central termelétrica de Ipatinga foi concedida pela ANEEL, através da Resolução nº 426 de 1 de novembro de 2000;
- Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (participação de 95,12%) – seus principais objetivos sociais são: exploração, produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados, mediante concessão para distribuição de gás no Estado de Minas Gerais, outorgada pelo Governo do Estado de Minas Gerais;
- Empresa de Infovias S.A. (controlada em conjunto com participação de 43,16%) – seus principais objetivos sociais são: prestação e exploração de serviço especializado na área de telecomunicações, por meio de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e associados (rede de multiserviços), ainda em fase pré operacional.

A CEMIG conta atualmente com um quadro de 11.648 empregados (11.748 em 1999), sendo em dezembro de 2000 a menor remuneração de R\$ 568,42 e a maior de R\$ 12.514,68.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1. Apresentação das Demonstrações Contábeis

Foram elaboradas e preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações; Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995 (que eliminou a adoção de qualquer sistema de correção monetária de balanço para fins societários, a partir de 1º de janeiro de 1996); normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e normas da legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Para o exercício de 1999, a CEMIG não apresentou Demonstrações Contábeis Consolidadas considerando que as Demonstrações Contábeis da controlada, Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG, não provocavam alterações relevantes na posição financeira, patrimonial e econômica da CEMIG e conforme autorização da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Adicionalmente às demonstrações contábeis, a CEMIG está apresentando, nos Anexos I, II e III, as demonstrações do fluxo de caixa, do valor adicionado e do resultado segregado por atividades, respectivamente.

2.2. Principais Práticas Contábeis

(a) Práticas Contábeis Específicas do Setor Elétrico-

Juros sobre Obras em Andamento - É a remuneração à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, sobre o capital próprio utilizado para construção de bens e instalações, registrada no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Patrimônio Líquido, durante o período de execução da obra. A partir do exercício de 1999, a CEMIG decidiu não remunerar as imobilizações constituídas com capital próprio.

Despesas de Administração - São atribuídas mensalmente às ordens em curso, mediante rateio limitado a 10 por cento dos gastos diretos de pessoal e serviços de terceiros nas referidas ordens.

(b) Práticas Contábeis Gerais-

Disponibilidades - Estão demonstradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, quando aplicável, a valores não superiores aos de realização.

Consumidores e Revendedores - O fornecimento de energia elétrica não faturado na data do balanço é contabilizado em regime de competência.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - É constituída em montante considerado suficiente para cobrir possíveis perdas com consumidores e revendedores.

Almoxarifado - É avaliado ao custo médio de aquisição, sendo que os materiais em estoque são classificados no Circulante e os materiais destinados a obras são classificados no Ativo Permanente.

Investimentos - A participação em sociedades controladas e controladas em conjunto são avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial, sendo as demais participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição. Os demais Investimentos são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável, e corrigidos monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Imobilizado - São avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação e corrigidos monetariamente até 31 de dezembro de 1995. Os juros, demais encargos financeiros e efeitos inflacionários incorridos relativos a financiamentos obtidos de terceiros, vinculados a obras em construção, são apropriados às Imobilizações em Curso, durante o período de construção.

Depreciação e Amortização - São calculadas sobre o saldo do Imobilizado em Serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pelo Poder Concedente, e estão agregadas às despesas com a operação ou aos custos com a expansão do sistema, em função da utilização dos bens que lhes deram origem.

Obrigações Especiais - São avaliadas pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, e corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Demais Ativos e Passivos - Os sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados na data do balanço. Os restantes são apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Resultado - É apurado pelo regime contábil de competência de exercício.

Fundo de Pensão e demais benefícios- Os custos relacionados aos fundos de pensão e os outros benefícios a aposentados são contabilizados quando se tornam devidos.

Imposto de Renda e Contribuição Social - São provisionados ou constituídos créditos sobre prejuízos fiscais e adições temporárias, sendo seu efeito lançado no resultado do exercício.

Lucro Líquido por Mil Ações - É calculado com base no número de ações em circulação, na data do balanço.

Uso de estimativas - A preparação das demonstrações contábeis requer que a Administração efetue estimativas e adote premissas que afetam os montantes apresentados de ativos e passivos na data das referidas demonstrações, assim como os valores de receitas, custos e despesas. Os valores reais podem diferir daqueles estimados.

3. PRINCÍPIOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas em conformidade com as normas e procedimentos estabelecidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e incluem as demonstrações contábeis das empresas investidas mencionadas na Nota 1.

Na consolidação, foram eliminadas as participações da controladora nos patrimônios líquidos das empresas investidas, bem como os saldos relevantes de ativos, passivos, receitas, custos e despesas.

Em cumprimento à Instrução CVM nº 247/96, as subsidiárias onde o controle é exercido em conjunto com outros acionistas são consolidadas com base no método de consolidação proporcional, aplicável sobre cada componente das demonstrações contábeis das investidas.

A parcela relativa à participação dos minoritários no patrimônio líquido positivo de controladas é apresentada de forma destacada no passivo.

4. DAS CONCESSÕES

A CEMIG e controladas detêm junto ao órgão regulador do Serviço Público de Energia Elétrica, as seguintes concessões:

<u>USINAS</u>	<u>Rio</u>	<u>Capacidade Instalada (MW)</u>	<u>Data da Concessão</u>	<u>Data de Vencimento</u>
Hidrelétricas				
São Simão	Paranaíba	1.710,000	01/1965	01/2015
Emborcação	Paranaíba	1.192,000	07/1975	07/2005
Nova Ponte	Araguari	510,000	07/1975	07/2005
Jaguara	Grande	424,000	08/1963	08/2013
Miranda	Araguari	408,000	12/1986	12/2016
Três Marias	São Francisco	396,000	04/1958	07/2015
Volta Grande	Grande	380,000	02/1967	02/2017
Igarapava	Grande	210,000	05/1995	12/2025
Salto Grande	Santo Antônio	102,000	10/1963	07/2015
Itutinga	Grande	52,000	01/1953	07/2015
Camargos	Grande	46,000	08/1958	07/2015
Piau	Piau / Pinho	18,012	10/1964	07/2015
Gafanhoto	Pará	12,880	09/1953	07/2015
Outras	Diversos	92,342	Diversas	Diversas
Projetos em Andamento				
Porto Estrela	Santo Antônio	112,000	07/1997	07/2032
Queimado	Rio Preto	105,000	12/1997	12/2032
Funil	Grande	180,000	12/2000	12/2035
Eólica				
Morro do Camelinho	-	1,000	03/2000	-
Termelétricas				
Igarapé	Paraopeba	131,000	08/1974	08/2004
Formoso		0,440	Despacho 166 de 28/04/99	
Ipatinga		40,000	11/2000	12/2014
Distribuição				
Norte			04/1997	02/2016
Sul			04/1997	02/2016
Leste			04/1997	02/2016
Oeste			04/1997	02/2016
Transmissão				
Rede Básica			07/1997	07/2015
SE Itajubá – 3			10/2000	10/2030

As concessões referentes às usinas de Porto Estrela, Queimado e Funil estão sendo realizadas em parceria com a iniciativa privada sendo a participação da CEMIG de 49,00 por cento, 33,33 por cento e 65,00 por cento, respectivamente.

5. DISPONIBILIDADES

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Contas Bancárias	59.257	59.248	26.369
Certificados de Depósito Bancário	183.208	160.033	13.346
Contas Vinculadas	67.171	67.171	25.801
Fundos de Aplicação Financeira	2.643	-	3.550
	<u>312.279</u>	<u>286.452</u>	<u>69.066</u>

6. CONSUMIDORES E REVENDEDORES – CRÉDITOS RENEGOCIADOS

<u>Classe de Consumidor</u>	<u>Consolidado</u>			
	<u>Saldos a Vencer</u>	<u>Vencidos até 90 dias</u>	<u>Vencidos há mais de 90 dias</u>	<u>Total 2000</u>
Residencial	167.551	28.677	18.223	214.451
Industrial	110.258	23.853	24.057	158.168
Comércio, Serviços e Outras	62.429	15.924	5.345	83.698
Rural	19.886	7.227	1.017	28.130
Poder Público	10.140	6.433	12.378	28.951
Iluminação Pública	11.852	2.889	2.698	17.439
Serviço Público	29.237	8.148	8.121	45.506
Subtotal – Consumidores	411.353	93.151	71.839	576.343
Suprimento a Outras Concessionárias	41.398	11.729	89.675	142.802
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	-	-	(50.920)	(50.920)
TOTAL – Circulante	<u>452.751</u>	<u>104.880</u>	<u>110.594</u>	<u>668.225</u>
Créditos Renegociados – Longo Prazo			<u>10</u>	<u>10</u>

<u>Classe de Consumidor</u>	<u>Controladora</u>				
	<u>Saldos a Vencer</u>	<u>Vencidos até 90 dias</u>	<u>Vencidos há mais de 90 dias</u>	<u>Total 2000</u>	<u>Total 1999</u>
Residencial	167.551	28.677	18.223	214.451	209.213
Industrial	105.776	23.853	24.057	153.686	123.797
Comércio, Serviços e Outras	62.429	15.924	5.345	83.698	71.173
Rural	19.886	7.227	1.017	28.130	22.368
Poder Público	10.140	6.433	12.378	28.951	25.674
Iluminação Pública	11.852	2.889	2.698	17.439	14.551
Serviço Público	29.237	8.148	8.121	45.506	43.372
Subtotal – Consumidores	406.871	93.151	71.839	571.861	510.148
Suprimento a Outras Concessionárias	41.398	11.729	89.675	142.802	11.465
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	-	-	(50.920)	(50.920)	(63.223)
TOTAL – Circulante	<u>448.269</u>	<u>104.880</u>	<u>110.594</u>	<u>663.743</u>	<u>458.390</u>
Créditos Renegociados – Longo Prazo			<u>10</u>	<u>10</u>	<u>89.570</u>

Neste exercício, as negociações com consumidor industrial, incluído em 1999 no longo prazo, foram concluídas, assegurando a realização dos valores consignados no Balanço Patrimonial.

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Imposto de Renda	13	-	41.485
Contribuição Social	-	-	11.215
ICMS	25.851	24.730	58.859
Outros	812	812	9
	<u>26.676</u>	<u>25.542</u>	<u>111.568</u>

Os valores compensáveis de ICMS são provenientes de aquisições de ativos fixos, cuja compensação será realizada no exercício de 2001.

8. CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITOS

Refere-se ao saldo credor remanescente da Conta de Resultados a Compensar - CRC, de acordo com a Lei nº 8.724/93, que foi repassado pela CEMIG ao Governo do Estado de Minas Gerais. Esse saldo tem amortização mensal em dezessete anos a contar de 2 de maio de 1998, com juros de 6 por cento ao ano. Esse crédito está garantido pelo Fundo de Participação dos Estados - FPE.

A CEMIG, com a extinção da UFIR em outubro de 2000 e após negociação com o Governo do Estado de Minas Gerais, suportados por parecer da Procuradoria Geral do Estado orientando a celebração de aditivo ao Contrato original de Cessão de Crédito da CRC, alterando o índice de atualização monetária, procedeu a atualização monetária dos saldos da CRC, utilizando o IPCA-E de janeiro a outubro de 2000 e o IGP-DI a partir de novembro de 2000, estando os valores reconhecidos no resultado do exercício, no montante de R\$ 67.549.

Encontram-se em atraso as parcelas 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 2000, totalizando 19 parcelas no montante total de R\$ 197.149, incluindo acréscimos moratórios provisionados.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado, não esperando perdas nesse ativo.

9. CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS

A CEMIG e suas controladas possuem créditos tributários registrados no Realizável a Longo Prazo referentes a prejuízo fiscal do exercício de 1999 e adições temporárias de Imposto de Renda - alíquota de 25 por cento e Contribuição Social - alíquota de 9 por cento, conforme segue:

	<u>Consolidado</u> <u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>Controladora</u> <u>1999</u>
Créditos Tributários sobre-			
Prejuízo Fiscal	244	244	34.533
Provisão para Contingências	51.810	51.810	62.975
Tributos - Exigibilidade Suspensa	1.683	1.683	-
Provisão sobre Créditos de Liquidação Duvidosa	17.351	17.351	21.534
Provisão para Desvalorização em Relação ao			
Valor de Mercado- Títulos e Valores Mobiliários	3.429	3.429	8.273
Provisão Programa de Desligamento Voluntário	7.529	7.529	5.519
Outros	318	264	898
	<u>82.364</u>	<u>82.310</u>	<u>133.732</u>

10. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A CEMIG possui 67.245 Notas do Tesouro Nacional – NTN-3, com vencimento previsto para 15 de abril de 2024, sujeitas a reajuste pela variação do dólar norte-americano e juros progressivos de 5,50 por cento a 6,00 por cento ao ano. A composição do saldo é como segue:

	<u>Consolidado e</u> <u>Controladora</u> <u>2000</u>	<u>Controladora</u> <u>1999</u>
Valor de Aquisição Atualizado	70.936	64.899
Provisão para Desvalorização em Relação ao Valor de Mercado	(10.087)	(24.331)
	<u>60.849</u>	<u>40.568</u>

11. ESTUDOS E PROJETOS REEMBOLSÁVEIS

A CEMIG realizou gastos com estudos de viabilidade técnica objetivando a construção de usinas e instalações complementares, de subestações e linhas de transmissão em sua área de concessão.

Os estudos de viabilidade concluídos, referentes a usinas de Bocaina e Formoso, correspondem a R\$ 25.454 (R\$ 25.293 em 1999), e os estudos de viabilidade em andamento, referentes a usina de Murta e Subestação (SE) Vespasiano, correspondem a R\$ 552 (R\$ 18.307 em 1999).

No caso destes projetos serem conduzidos pela CEMIG, estes valores serão transferidos para o Imobilizado e, em caso de concessão a terceiros, a CEMIG será reembolsada pelos gastos realizados.

12. INVESTIMENTOS

(a) Composição

	Controladora	
	2000	1999
Em Sociedades Controladas-		
Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG	49.658	46.766
Sá Carvalho S.A.	87.105	-
Usina Térmica Ipatinga S.A.	84.674	-
	<u>221.437</u>	<u>46.766</u>
Em Sociedades Controladas em Conjunto-		
Empresa de Infovias S.A.	33.905	24.692
Em Outros Investimentos	15.464	15.705
	<u>270.806</u>	<u>87.163</u>

(b) Informações sobre as Investidas

	Sociedades controladas				Sociedade controlada em conjunto	
	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG		Sá Carvalho S.A. Usina Térmica Ipatinga S.A.		Empresa de Infovias S.A.	
	2000	1999	2000	2000	2000	1999
Quantidade Total de Ações -(Em milhares)						
Ordinárias	52.738	45.797	286.670	1	89.000	10
Preferenciais	105.724	91.593	573.330	-	-	-
Quantidade de Ações Possuídas- (Em milhares)						
Ordinárias	47.778	41.394	286.670	1	43.610	5
Preferenciais	102.951	89.192	573.330	-	-	-
Capital Social	34.940	27.118	86.824	84.584	78.557	10
Lucro Líquido do Exercício	7.576	11.353	368	79	-	-
Juros sobre Capital Próprio /Dividendos	3.700	5.600	87	-	-	-
Patrimônio Líquido	48.503	41.336	87.105	84.674	78.557	10
Participação no Capital Social, no Final do Exercício - %	<u>95,12</u>	<u>95,05</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>43,16</u>	<u>48,97</u>
Equivalência Patrimonial	46.136	39.290	87.105	84.674	33.905	5
Recursos Destinados a Aumento de Capital	<u>3.522</u>	<u>7.476</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>24.687</u>
	<u>49.658</u>	<u>46.766</u>	<u>87.105</u>	<u>84.674</u>	<u>33.905</u>	<u>24.692</u>

Em 31 de dezembro de 2000, a CEMIG possui uma participação efetiva de 43,16 por cento do capital da Empresa de Infovias S.A., mas deverá fazer aportes de capital nessa controlada de forma a possuir 49 por cento de seu capital.

O Conselho de Administração autorizou a CEMIG a dar garantias para o financiamento da Empresa de Infovias S.A., no montante de US\$ 40,000,000.00 (quarenta milhões de dólares), integralmente utilizado, através do pagamento das prestações vincendas que não puderem ser honradas pela Infovias, via aumento de capital pela subscrição de ações preferenciais de emissão da Infovias.

O montante dos principais grupos do ativo e passivo da sociedade controlada em conjunto é como segue:

	<u>Valor</u>	<u>%</u>	<u>Participação CEMIG</u>
Ativo- Imobilizado	130.933	43,16	56.511
Passivo-			
Empréstimos e Financiamentos	67.658	43,16	29.201
Patrimônio Líquido	78.557	43,16	33.905

O resultado de equivalência patrimonial é como segue:

	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Em sociedades controladas-		
Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG	(630)	5.624
Sá Carvalho S.A.	368	-
Usina Térmica Ipatinga S.A.	79	-
	<u>(183)</u>	<u>5.624</u>

A movimentação dos investimentos é como segue:

	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Saldo no início do exercício	87.163	224.273
Adições	184.143	35.087
Resultado de Equivalência Patrimonial	(183)	5.624
Bens e valores não remunerados pela Tarifa	-	(177.821)
Dividendos	(87)	-
Baixas	(230)	-
Saldo no final do exercício	<u>270.806</u>	<u>87.163</u>

Os juros sobre capital próprio de controladas foram registrados como receita financeira na CEMIG.

13. IMOBILIZADO

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Imobilizações em Serviço- Geração-			
Termelétricas	217.902	133.318	123.728
Hidrelétricas e Outras	5.571.979	5.487.297	5.444.060
Transmissão	1.003.594	1.003.594	929.649
Distribuição	5.990.502	5.990.502	5.325.460
Administração	222.786	222.786	169.366
Atividades Atípicas	43.956	-	-
	<u>13.050.719</u>	<u>12.837.497</u>	<u>11.992.263</u>
Depreciação e Amortização Acumulada- Geração	(1.856.524)	(1.855.337)	(1.737.972)
Transmissão	(404.713)	(404.713)	(362.157)
Distribuição	(2.142.873)	(2.142.873)	(1.922.922)
Administração	(87.482)	(87.482)	(70.058)
Atividades Atípicas	(8.139)	-	-
	<u>(4.499.731)</u>	<u>(4.490.405)</u>	<u>(4.093.109)</u>
	<u>8.550.988</u>	<u>8.347.092</u>	<u>7.899.154</u>
Imobilizações em Curso- Geração	114.058	114.058	135.487
Transmissão	21.813	21.813	75.812
Distribuição	548.817	548.817	1.009.071
Administração	60.039	60.039	98.165
Atividades Atípicas	57.180	-	-
	<u>801.907</u>	<u>744.727</u>	<u>1.318.535</u>
	<u>9.352.895</u>	<u>9.091.819</u>	<u>9.217.689</u>

De acordo com os arts. 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados pela CEMIG e controladas Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A. na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, a ser aplicada na concessão.

A Resolução nº 044, de 17 de março de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, alterou as taxas anuais de depreciação a serem observadas pela CEMIG e controladas Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A. a partir de 1º de janeiro de 1999, conforme segue: de 2 a 7,1 por cento para bens vinculados à Geração e Transmissão, de 2,5 a 7,7 por cento para bens vinculados à Distribuição, 10 por cento para Móveis e Utensílios e 20 por cento para Veículos.

14. FORNECEDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

Refere-se a valores a pagar por energia comprada pela CEMIG para revenda, principalmente de Furnas Centrais Elétricas S.A., compreendendo valores faturados. As faturas são atualizadas pela variação do dólar norte-americano, até a data do pagamento.

15. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
A Recolher-			
COFINS	13.067	12.785	11.400
Imposto de Renda	48.076	46.466	-
Contribuição Social	90.966	89.935	83.601
ICMS	33.856	33.610	106.293
INSS	7.789	7.769	6.424
Imposto de Renda Retido na Fonte	1.378	737	17.788
Outros	<u>18.335</u>	<u>17.882</u>	<u>10.263</u>
	<u>213.467</u>	<u>209.184</u>	<u>235.769</u>
Compensáveis-			
Antecipação de Imposto de Renda	(37.909)	(36.722)	-
Antecipação de Contribuição Social	(16.987)	(16.457)	-
IRRF sobre Aplicações Financeiras	(8.745)	(8.224)	(4.817)
Antecipação de ICMS	-	-	(70.000)
	<u>(63.641)</u>	<u>(61.403)</u>	<u>(74.817)</u>
	<u>149.826</u>	<u>147.781</u>	<u>160.952</u>

Considerando a decisão do Supremo Tribunal Federal, que declarou constitucional a cobrança da COFINS, e o benefício fiscal previsto na Medida Provisória nº 1858-7, de 29 de junho de 1999, a Companhia decidiu quitar, em 30 de julho de 1999, o débito de COFINS junto ao Fisco Federal.

A CEMIG, visando otimizar a utilização das suas disponibilidades de recursos, realizou negociações, junto a instituição financeira, para recolhimento em 28 de dezembro de 2000 de parcela de ICMS vencível em 02 de janeiro de 2001 no montante de R\$ 57.000, obtendo um ganho financeiro equivalente a 100% da taxa de remuneração do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Financiadores	Vencimento Principal	Juros anuais (%)	Moedas			2000	1999
				Curto Prazo	Longo Prazo	Total	Total
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	1984/2006	4,00 a 9,25	Diversas	12.083	41.017	53.100	74.964
International Bank for Reconstruction and Development - (IBRD)	1981/2002	7,25	Diversas	11.746	6.170	17.916	27.185
ABN AMRO Bank – (Banco Real S.A.)	2002	Libor + 4,00	US\$	-	35.810	35.810	32.763
Diversos- Eurobônus (1)	2004	9,13	US\$	293.310	-	293.310	268.350
Impsa - Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A.	1999/2003	9,80	US\$	46.515	69.772	116.287	149.208
Banco do Brasil S.A. – Bônus Diversos (2)	1997/2024	Diversas	US\$	5.006	188.744	193.750	178.080
Banco do Brasil S.A.	2002	Libor + 2,70	US\$	-	69.417	69.417	-
Siemens S.A.	2003/2004	Libor + 4,25	US\$	-	122.533	122.533	68.788
Siemens S.A.	2003/2005	9,97	US\$	-	39.262	39.262	29.947
Nativa S.A.	2000	9,97	US\$	-	-	-	33.616
Bank Áustria I	1999/2000	12,50	US\$	-	-	-	67.982
Bank Áustria II	2000/2001	11,09	US\$	75.087	-	75.087	-
Citibank II	2001/2003	Libor + 2,84	US\$	14.861	59.444	74.305	-
Outros	1997/2016	Diversas	Diversas	2.548	21.302	23.850	24.840
Total da Dívida em Moeda Estrangeira				461.156	653.471	1.114.627	955.723
EM MOEDA NACIONAL							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS	1995/2024	5,00 a 10,00	R\$	88.832	351.787	440.619	453.957
UHE SC S.A.	2012	14,00	R\$	-	72.182	72.182	-
Grandes Consumidores – TELEMIG / C.V.R.D.	1982/2009	Diversas	R\$	3.752	8.526	12.278	13.554
Bozano Simonsen S.A.	1998/1999	36,57	R\$	-	-	-	32.874
Banco ABC Brasil	1999/2000	14,00	R\$	-	-	-	10.570
Citibank I	1999/2000	29,90	R\$	-	-	-	9.567
Outros	1994/2002	Diversas	R\$	2.020	1.891	3.911	5.045
Total da Dívida em Moeda Nacional				94.604	434.386	528.990	525.567
Encargos de Dívida				28.585	-	28.585	16.578
Total Geral Controladora				584.345	1.087.857	1.672.202	1.497.868
MBK Furukawa Sistemas S.A.	2002/2008	Libor + 5,45	US\$	-	29.201	29.201	-
Total Geral Consolidado				584.345	1.117.058	1.701.403	-

(1) No exercício de 1996, a CEMIG efetuou captação de recursos no mercado externo, através de emissão de "fixed rate notes", com vencimento previsto para 2004. Esse título possui cláusula determinando a possibilidade de resgate antecipado em 2001, seja por opção da CEMIG ou opção dos credores, razão pela qual o saldo de R\$ 293.310 está contabilizado no curto prazo.

(2) As taxas de juros variam: - 4 a 8 por cento ao ano;

- libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88 por cento ao ano.

Além das dívidas acima, a CEMIG possuía, em 31 de dezembro de 2000, saldos de linhas de créditos a serem liberados pelas instituições financeiras, no montante de R\$ 130.115. Estes créditos destinam-se ao seu programa de obras.

A distribuição anual da amortização das dívidas a longo prazo é a seguinte:

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
2001	-	-	161.383
2002	270.199	267.766	126.944
2003	205.638	200.771	89.182
2004	153.658	148.791	328.482
2005	92.662	87.795	60.253
2006	49.826	44.959	34.462
após 2007	<u>345.075</u>	<u>337.775</u>	<u>238.033</u>
	<u>1.117.058</u>	<u>1.087.857</u>	<u>1.038.739</u>

Os empréstimos e financiamentos da CEMIG, em sua grande maioria, são garantidos por avais e fianças da União e do Estado de Minas Gerais e foram contratados com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em sua área de concessão.

Os percentuais de participação das moedas e indexadores incidentes sobre os empréstimos e financiamentos da CEMIG em 31 de dezembro de 2000, são como segue:

<u>No Exterior</u>				<u>No País</u>	
<u>Moedas</u>	<u>%</u>	<u>Moedas</u>	<u>%</u>	<u>Indexadores</u>	<u>%</u>
US\$	93	SWFR	1	IGP-M	44
DM	2	Unidade de Conta	3	FINEL	40
EURO	1	Outros	16		

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos da CEMIG tiveram as seguintes variações no ano:

<u>Moedas</u>	<u>Variação %</u>	<u>Indexadores</u>	<u>Variação %</u>
US\$	9,30	IGP-M	9,95
DM	1,93	FINEL	1,80
EURO	1,93		
SWFR	7,66		
Unidade de Conta	4,88		

17. ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER

Referem-se, principalmente, a encargos incidentes sobre a Receita Operacional, a serem repassados aos órgãos competentes, cujos valores são estipulados pela ANEEL através de critérios específicos e incluídos na tarifa faturada a consumidores.

18. VENDA ANTECIPADA DE ENERGIA ELÉTRICA

A CEMIG efetuou, no 1º trimestre de 1999, a venda antecipada de 6.170.577 MWh de energia elétrica a consumidores do setor privado, por um período de 24 a 38 meses. Os valores acordados entre as partes foram integralmente recebidos e destinados a execução de obras do seu programa de investimentos, conforme determinação da Portaria nº 173 do DNAEE.

	<u>Consolidado e</u>	<u>Controladora</u>
	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Curto prazo		
Atualização pela Variação Cambial (US\$)	64.681	58.538
Atualização pelo Reajuste de Tarifa	<u>6.242</u>	<u>21.304</u>
	<u>70.923</u>	<u>79.842</u>
Longo prazo		
Atualização pela Variação Cambial (US\$)	32.341	93.582
Atualização pelo Reajuste de Tarifa	<u>-</u>	<u>5.733</u>
	<u>32.341</u>	<u>99.315</u>
	<u>103.264</u>	<u>179.157</u>

19. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG e suas controladas são partes em alguns processos judiciais e administrativos perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos civis e outros assuntos.

As provisões para contingências são determinadas com base em análise individual das ações judiciais pendentes e quanto às ações trabalhistas com base nas experiências anteriores referentes às quantias pleiteadas.

A Administração, com base em informações do Departamento Jurídico, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas potenciais com as ações em curso, como segue:

	Consolidado e Controladora	Controladora
	2000	1999
Trabalhistas	54.290	53.640
Cíveis – Consumidores	67.662	64.370
Cíveis – Outras	10.008	6.383
Outras	4.076	1.494
	<u>136.036</u>	<u>125.887</u>

(a) Trabalhistas

As contingências trabalhistas referem-se substancialmente a questionamentos de horas extras e adicional de periculosidade, sendo constituídas provisões no exercício de 2000 no valor de R\$ 650 (R\$ 31.168 em 1999).

(b) Cíveis – Consumidores

Os valores provisionados de Contingências Cíveis – Consumidores referem-se a questionamento judicial por consumidores da classe industrial de reajuste tarifário ocorrido em 1986, advindo da Portaria 045/86 do DNAEE. Foram realizadas provisões no exercício de 2000 no valor de R\$ 3.292 (R\$ 35.749 em 1999).

20. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	Consolidado	Controladora	
	2000	2000	1999
Contribuição Social – Multa e Juros	64.364	64.364	74.304
Finsocial	14.524	14.524	11.785
Taxa de Iluminação Pública	17.638	17.638	15.946
Outros	49.961	49.802	74.629
	<u>146.487</u>	<u>146.328</u>	<u>176.664</u>

A CEMIG realiza provisionamento da Contribuição Social incidente sobre a Correção Monetária Complementar – CMC, com base na posição da data do Balanço.

21. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	Consolidado e Controladora	Controladora
	2000	1999
Contribuições do Consumidor	1.244.193	1.148.945
Participações da União	7.135	7.135
Outras	3.423	42
	<u>1.254.751</u>	<u>1.156.122</u>

As contribuições do consumidor referem-se aos recursos destinados à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

Em virtude de sua natureza, a eventual liquidação destas obrigações depende de disposição do Poder Concedente. Desta forma, estes saldos, não devem ser consideradas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros da CEMIG.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social-

O capital social é de R\$ 1.589.995, totalmente subscrito e integralizado. As ações do capital social têm valor nominal de R\$ 0,01 por ação e estão assim distribuídas:

Acionistas	Quantidade de Ações em 31 de Dezembro de 2000					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Estado de MG	35.413.734.262	51	1.850.550.863	2	37.264.285.125	23
Southern Electric Brasil Participações Ltda	22.908.484.893	33	-	-	22.908.484.893	14
MGI Participações S.A.	-	-	1.117.681.168	1	1.117.681.168	1
Outros-						
No País	8.713.947.757	12	54.093.821.864	61	62.807.769.621	40
No Exterior	2.459.311.019	4	32.441.966.606	36	34.901.277.625	22
Total	<u>69.495.477.931</u>	<u>100</u>	<u>89.504.020.501</u>	<u>100</u>	<u>158.999.498.432</u>	<u>100</u>

Acionistas	Quantidade de Ações em 31 de Dezembro de 1999					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Estado de MG	35.413.734.262	51	1.850.550.863	2	37.264.285.125	23
Southern Electric Brasil Participações Ltda.	22.908.484.893	33	-	-	22.908.484.893	14
MGI Participações S.A.	-	-	1.117.681.168	1	1.117.681.168	1
Outros-						
No País	8.022.749.346	12	34.186.044.543	39	42.208.793.889	27
No Exterior	3.150.509.430	4	52.349.743.927	58	55.500.253.357	35
Total	<u>69.495.477.931</u>	<u>100</u>	<u>89.504.020.501</u>	<u>100</u>	<u>158.999.498.432</u>	<u>100</u>

As ações preferenciais gozam de preferência na hipótese de reembolso de capital e têm direito a um dividendo mínimo de 10 por cento ao ano sobre o respectivo valor nominal, calculados sobre o seu valor nominal, e participam dos lucros em igualdade de condições com as ações ordinárias, caso a estas sejam conferidos dividendos acima de 10 por cento ao ano, não podendo ser os mesmos inferiores a 25 por cento do lucro.

As ações do capital social da CEMIG, de propriedade de particulares, têm, estatutariamente, assegurado o direito a dividendos mínimos de 6 por cento ao ano sobre o valor nominal de suas ações, nos exercícios em que a CEMIG não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, garantia esta dada pelo Estado de Minas Gerais, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual 828, de 14 de dezembro de 1951, e do artigo 1º da Lei Estadual 8.796, de 29 de abril de 1985.

(b) Acordo de Acionistas-

Em 1997, o Governo do Estado de Minas Gerais, acionista controlador, realizou a venda de 33 por cento das ações ordinárias da CEMIG para um grupo de investidores, liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda.. Em consequência dessa operação, em 18 de junho de 1997 foi assinado um acordo de acionistas entre a CEMIG, Estado de Minas Gerais e a Southern Electric Brasil Participações Ltda., contendo disposições que requeriam quorum qualificado nas deliberações relacionadas, entre outras, a alterações no Estatuto 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 Governo do 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 do controle da CEMIG à Southern.

Em 27 de setembro de 1999, a 1ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais concedeu liminar ao Governo Estadual suspendendo efeitos das Disposições sobre Quorum Qualificado na pendência do desfecho do processo.

Em março de 2000, a 1ª Vara Estadual de Fazenda Pública decidiu pelo cancelamento do acordo de acionistas. A matéria encontra-se em grau de apelação perante o Tribunal de Justiça, estando o acordo mencionado desprovido de eficácia.

(c) Reservas-

A composição das contas Reservas de Capital e Reservas de Lucros é demonstrada como segue:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Reservas de Capital-		
Remuneração das Imobilizações em Curso - Capital Próprio	1.325.078	1.325.078
Doações e Subvenções para Investimentos	2.721.560	2.721.560
Ágio na Emissão de Ações	69.230	69.230
Correção Monetária do Capital	6	6
Ações em Tesouraria	<u>(1.132)</u>	<u>(1.132)</u>
	<u>4.114.742</u>	<u>4.114.742</u>
Reservas de Lucros-		
Reserva Legal	94.170	94.170
Reserva de Lucros a Realizar	484.091	537.878
Reserva de Retenção de Lucros	1.353.867	1.193.906
Outras Reservas de Lucros	<u>128.575</u>	<u>6.199</u>
	<u>2.060.703</u>	<u>1.832.153</u>

Foram feitas durante 1999 a reversão da parcela da remuneração das imobilizações em curso, constituída no exercício de 1998, referentes às Usinas de Miranda e Irapé, no montante de R\$ 22.837, e baixa de bens não remunerados pela tarifa na rubrica de investimentos, no montante de R\$ 177.821, com contra partida nas Reservas – Remuneração das Imobilizações em Curso – Capital Próprio e Retenção de Lucros, respectivamente, por determinação do órgão regulador.

As Ações em Tesouraria referem-se ao repasse pelo FINOR de ações oriundas dos recursos aplicados nos projetos da CEMIG na área da SUDENE, em função de incentivo fiscal.

A Reserva de Lucros a Realizar é decorrente do saldo credor da correção monetária de anos anteriores, sendo parte revertida anualmente para a rubrica de Lucros Acumulados, proporcionalmente à realização do Ativo Permanente. O valor realizado integra a base de cálculo dos dividendos.

A Assembléia Geral Ordinária de 14 de abril de 2000 deliberou a destinação de parcela da Reserva de Retenção de Lucros, sendo R\$ 85.600 para aplicação em investimentos na Empresa de Infovias S.A. e R\$ 36.776 para aplicação em investimentos na GASMIG, totalizando R\$ 122.376 registrados como outras Reservas de Lucros.

O saldo da Conta de Lucros Acumulados refere-se a constituições realizadas anteriormente à vigência da Lei nº 6.404/76.

(d) Dividendos-

O Lucro Líquido Ajustado referente ao exercício de 2000, para distribuição aos acionistas, está demonstrado abaixo:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Lucro Líquido do Exercício	414.959	33.719
Realização da Reserva de Lucros a Realizar	<u>53.787</u>	<u>59.764</u>
Lucro Líquido Ajustado	<u>468.746</u>	<u>93.483</u>

A Companhia optou por pagar Juros sobre Capital Próprio, no valor de R\$ 187.000, a título de dividendos referentes ao exercício de 2000.

A diferença entre os dividendos propostos e o dividendo mínimo é como segue:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Capital Social	1.589.995	1.589.995
(-) Ações em Tesouraria	<u>(678)</u>	<u>(678)</u>
Base de cálculo	<u>1.589.317</u>	<u>1.589.317</u>
Valor dos Dividendos Mínimos (10 por cento do capital social)	<u>158.932</u>	<u>158.932</u>
Dividendos Propostos-		
Juros sobre Capital Próprio	187.000	186.978
(-) Imposto de Renda Retido na Fonte	<u>(16.902)</u>	<u>(16.902)</u>
Valor líquido dos Juros sobre Capital Próprio (R\$ 1,07 por mil ações para 2000 e 1999)	<u>170.098</u>	<u>170.076</u>
Valor excedente ao dividendo mínimo	<u>11.166</u>	<u>11.144</u>

O valor líquido dos Juros sobre Capital Próprio imputável aos dividendos, representa 36,29 por cento do Lucro Líquido Ajustado para o exercício de 2000 (181,93 por cento em 1999).

O art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de Imposto de Renda e Contribuição Social, dos Juros sobre Capital Próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da TJLP. Os efeitos fiscais decorrentes do pagamento dos Juros sobre Capital Próprio foram de R\$ 63.580 (R\$ 63.573 em 1999), reconhecidos no resultado do exercício.

O saldo remanescente do Lucro Líquido Ajustado no valor de R\$ 281.746, transferido para a conta de Reserva de Retenção de Lucros, tem o objetivo de reforçar o capital circulante, atender necessidades de recursos para investimentos em obras de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme o orçamento de investimento a ser apresentado a Assembléia Geral Ordinária e aplicar R\$ 5.066 na manutenção das atividades do Instituto de Desenvolvimento de Minas Gerais – INDI.

23. FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	(Não auditado)		Consolidado
	Nº de	MWh	R\$
	<u>Consumidores</u>	<u>2000</u>	<u>2000</u>
Residencial	4.248.144	7.575.759	1.630.264
Industrial	64.315	22.247.390	1.664.652
Comércio, Serviços e Outros	476.500	3.584.067	634.137
Rural	300.329	1.676.299	190.641
Poder Público	41.421	543.575	91.114
Iluminação Pública	2.993	947.265	104.724
Serviço Público	6.128	934.242	95.188
Consumo Próprio	1.456	61.426	-
Fornecimento não Faturado, Líquido	-	-	<u>67.382</u>
	<u>5.141.286</u>	<u>37.570.023</u>	<u>4.478.102</u>
Suprimento a Outras Concessionárias	<u>11</u>	<u>4.937.046</u>	<u>145.292</u>
Total	<u>5.141.297</u>	<u>42.507.069</u>	<u>4.623.394</u>

	Controladora					
	(Não auditado)					
	Nº de Consumidores		MWh		R\$	
	2000	1999	2000	1999	2000	1999
Residencial	4.248.144	4.060.681	7.575.759	7.448.055	1.630.264	1.340.250
Industrial	64.313	62.304	22.219.434	20.805.203	1.663.715	1.384.777
Comércio, Serviços e Outros	476.500	458.600	3.584.067	3.333.680	634.137	519.274
Rural	300.329	285.536	1.676.299	1.632.996	190.641	162.983
Poder Público	41.421	39.618	543.575	517.953	91.114	75.984
Iluminação Pública	2.993	3.065	947.265	924.011	104.724	89.735
Serviço Público	6.128	5.748	934.242	916.487	95.188	83.244
Consumo Próprio	1.456	1.533	61.426	60.645	-	-
Fornecimento não Faturado, Líquido	-	-	-	-	66.249	21.392
	5.141.284	4.917.085	37.542.067	35.639.030	4.476.032	3.677.639
Suprimento a Outras Concessionárias	11	10	4.937.046	3.707.975	145.292	63.315
Total	5.141.295	4.917.095	42.479.113	39.347.005	4.621.324	3.740.954

Em atendimento ao Ofício SFF/ANEEL nº 156/2001, de 05 de março de 2001, foram reconhecidas, de forma estimada, as receitas de suprimento referentes à energia disponibilizada para o Mercado Atacadista de Energia – MAE, de setembro a dezembro de 2000, no montante de R\$ 38.269.

24. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	Consolidado e Controladora	Controladora
	2000	1999
Receita de Uso da Rede Básica de Transmissão	139.333	71.638
Subvenção da Conta de Consumo de Combustível	53.577	25.373
Serviço Taxado	20.983	19.673
Renda da Prestação de Serviço	16.532	10.853
Aluguel e Arrendamento	6.302	8.675
Outras	826	2.332
	<u>237.553</u>	<u>138.544</u>

Conforme Resolução nº 142 da ANEEL, de 09 de junho de 1999, a partir de julho de 1999 iniciou-se o faturamento entre os concessionários de energia elétrica referente à utilização das instalações de transmissão associadas à rede básica.

25. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

	Consolidado	Controladora	
	2000	2000	1999
Receitas Financeiras			
Renda de Aplicação Financeira	44.348	41.617	28.454
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	31.082	31.082	29.169
Juros auferidos (Contrato de Cessão de Crédito)	83.306	83.306	63.444
Variação Monetária (Contrato de Cessão de Crédito)	67.549	67.549	89.262
Reversão de Juros e Multas sobre Tributos	31.000	31.000	76.722
Despesas Financeiras			
Encargos de Dívida	(149.167)	(149.167)	(147.027)
Variações Cambiais Líquidas	(93.843)	(93.843)	(310.522)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(19.768)	(19.768)	(49.632)
C.P.M.F.	(22.637)	(22.206)	(8.879)
Juros e multas sobre tributos	(34.965)	(34.140)	(49.471)
Provisão para Desvalorização de Títulos e Valores Mobiliários	14.244	14.244	(20.058)
Venda Antecipada de Energia Elétrica	(14.053)	(14.053)	(28.087)
Outras Receitas (Despesas) Financeiras Líquidas	(18.078)	(14.615)	7.388
	(80.982)	(78.994)	(319.237)
Juros Sobre Capital Próprio	(187.000)	(187.000)	(186.978)
	<u>(267.982)</u>	<u>(265.994)</u>	<u>(506.215)</u>

O saldo apresentado como despesa de variação cambial em 1999 é decorrente da desvalorização do real em relação às moedas indexadoras da dívida em moeda estrangeira, uma vez que a mesma foi integralmente registrada no resultado daquele ano.

26. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A conciliação da despesa nominal de imposto de renda (alíquota de 25 por cento) e da contribuição social (alíquota de 9 por cento de fevereiro a dezembro de 2000 e 12 por cento em 1999 e janeiro de 2000) com a efetiva apresentada na demonstração de resultado é como segue:

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
(Prejuízo) Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	373.725	371.012	(173.042)
Imposto de Renda e Contribuição Social- Nominal	(127.067)	(126.144)	64.026
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:			
Participações dos Empregados	8.590	8.590	10.217
Incentivos Fiscais	2.510	2.510	-
Reversão (Provisão) referente à Contribuição Social sobre Correção Monetária Complementar	313	313	(13.657)
Ajuste da alíquota da Contribuição Social	-	-	(4.024)
Resultado de Participações Societárias	(92)	(92)	2.081
Contribuições e Doações Indedutíveis	(2.966)	(2.966)	(3.557)
Perdas em Investimentos	(460)	(460)	(7.237)
Outros	1.142	2.562	(666)
Imposto de Renda e Contribuição Social- Efetivo	<u>(118.030)</u>	<u>(115.687)</u>	<u>47.183</u>

27. PARTICIPAÇÕES DOS EMPREGADOS

As participações dos empregados no resultado do exercício de 2000 foram definidas através de acordo coletivo específico. Em conformidade ao acordo mencionado, a participação no resultado do exercício de 2000 correspondeu a R\$ 24.878, sendo realizado um adiantamento de R\$ 11.000 em dezembro de 2000. Adicionalmente, foi provisionada a contribuição previdenciária à FORLUZ incidente sobre os valores da participação nos resultados no montante de R\$ 2.488.

28. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os principais saldos e transações, excetuando-se dividendos, são como segue:

	<u>2000</u>			<u>1999</u>	
	<u>Governo do Estado de Minas Gerais</u>	<u>Eletrobrás</u>	<u>FORLUZ</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
ATIVO					
Circulante					
Consumidores e Revendedores	4.763	-	-	4.763	10.973
Tributos Compensáveis- ICMS a Compensar	24.730	-	-	24.730	58.859
Realizável a Longo Prazo					
Contrato de Cessão de Créditos	1.238.885	-	-	1.238.885	1.104.997
PASSIVO					
Circulante					
Tributos e Contribuição Social- ICMS a Pagar	33.610	-	-	33.610	106.293
(-) Antecipação de ICMS	-	-	-	-	(70.000)
Empréstimos e Financiamentos	-	88.832	-	88.832	97.880
Outras Obrigações- Repasse de Contribuições	-	-	7.660	7.660	28.675
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e Financiamentos	-	351.787	-	351.787	356.077

				2000	1999
	Governo do Estado de Minas Gerais	Eletrobrás	FORLUZ	Total	Total
RESULTADO					
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	20.115	-	-	20.115	17.728
Deduções à Receita – ICMS	(953.118)	-	-	(953.118)	(796.016)
Despesa com Pessoal- Contribuição					
Mantenedora	-	-	(48.964)	(48.964)	(45.016)
Contribuição FORLUZ- Aposentados	-	-	(100.866)	(100.866)	(81.609)
Receita Financeira-					
Juros e Atualização Monetária -					
Contrato CRC	150.855	-	-	150.855	152.706
Despesa Financeira-					
Juros e Atualização Monetária –					
Empréstimos e Financiamentos	-	(54.866)	-	(54.866)	(39.524)

A CEMIG considera que as transações com partes relacionadas são realizadas em condições normais de mercado. Vide maiores informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas nº 7, 8, 15, 16 e 29.

29. PLANO DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA E PENSÕES

A CEMIG, desde 1973, é patrocinadora da Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes e beneficiários uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A FORLUZ disponibiliza a seus associados os seguintes planos de benefícios de complementação de aposentadoria:

1. Plano Misto de Benefícios Previdenciários - Plano de contribuição definida para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo. A contribuição da CEMIG é paritária às contribuições básicas mensais dos associados, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.
2. Plano Saldado de Benefícios Previdenciários – Inclui todos os participantes suplementados que optaram por este plano e os saldos, na data de opção, dos participantes ativos que optaram pela migração do Plano de Benefício Definido para o Plano Misto, descrito acima. O participante não efetua novas contribuições e recebe o benefício proporcionalmente ao tempo em que contribuiu para o plano de benefício definido, estando fechado a qualquer nova adesão de participantes. As suplementações são reajustadas anualmente pela variação do IPCA do IPEAD, estando inteiramente desvinculadas dos reajustes salariais dos empregados da CEMIG.
3. Plano de Benefício Definido - Plano de benefícios adotado pela FORLUZ nos exercícios anteriores, onde é realizada a complementação do salário real médio dos últimos anos de atividade do empregado na CEMIG em relação ao valor do benefício da Previdência Social. A contribuição mensal da CEMIG é paritária às contribuições mensais dos associados.

A CEMIG mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela FORLUZ, pagamento de parte do prêmio de seguros de vida para os aposentados.

A CEMIG também contribui para um plano de saúde para os empregados, aposentados e dependentes, administrado pela FORLUZ.

As informações financeiras consolidadas dos planos, patrocinados pela Companhia, em 31 de dezembro de 2000, são as seguintes:

	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Reservas Técnicas-		
Reservas Matemáticas		
Benefícios Concedidos	2.350.899	2.283.934
Benefícios a Conceder	<u>736.903</u>	<u>624.716</u>
	3.087.802	2.908.650
Reservas a Amortizar	(1.323.270)	(1.207.321)
Déficit Técnico Acumulado	<u>(31.868)</u>	<u>(181.418)</u>
	<u>1.732.664</u>	<u>1.519.911</u>

É de responsabilidade da CEMIG a cobertura das insuficiências nas reservas atuariais destinadas aos beneficiários, sendo que deverá ser acompanhado ao longo do exercício de 2000 a evolução do déficit técnico de R\$ 31.868 (R\$ 181.418 em 1999), de forma a se estabelecer a necessidade de uma contribuição adicional da CEMIG para sua amortização.

As Reservas a Amortizar pela CEMIG, em 31 de dezembro de 2000, são as seguintes:

1. Cobertura dos benefícios relativos ao tempo anterior de serviço, no montante de R\$ 634.040 (R\$ 586.790 em 31 de dezembro de 1999), a ser amortizada até junho de 2024.
2. Cobertura de complementação de aposentadorias especiais - benefícios concedidos, no montante de R\$ 157.121 (R\$ 157.490 em 31 de dezembro de 1999), a ser amortizada até outubro de 2007.
3. Cobertura de complementação de aposentadorias especiais - benefícios a conceder, no montante de R\$ 146.963 (R\$ 139.984 em 31 de dezembro de 1999), a ser amortizada até outubro de 2012.
4. Cobertura dos demais benefícios do plano saldado de benefícios previdenciários, no montante de R\$ 346.309 (R\$ 323.057 em 31 de dezembro de 1999), a ser amortizada até outubro de 2017.
5. Cobertura de migração dos participantes do Plano de Benefício Definido para os Planos Misto e Saldado, ocorrida no período de fevereiro a março de 2000, no montante de R\$ 17.873, a ser amortizada até março de 2015.
6. Cobertura de crédito adicional concedido aos participantes que migraram somente para o Plano Misto, no processo concluído em maio de 1998, no montante de R\$ 1.272, a ser amortizada até março de 2010.
7. Cobertura decorrente do estabelecimento de suplementação mínima de R\$ 108,00 (cento e oito reais) aos participantes do Plano Saldado, no montante de R\$ 1.331, a ser amortizada até março de 2010.
8. Cobertura de benefícios previdenciários complementares concedidos aos participantes chamados "contratados de obras" e cuja associação na FORLUZ ocorreu posteriormente a data de sua contratação, no montante de R\$ 18.361, a ser amortizada até março de 2010.

Estas obrigações estão sendo amortizadas através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (tabela price), reajustadas anualmente de acordo com a variação do Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e juros de 6 por cento ao ano, sendo garantida a rentabilidade mínima atuarial para os valores dos itens 1 a 4.

Em 2000, as contribuições a custo normal realizadas pela CEMIG à FORLUZ, totalizaram R\$ 28.434 (R\$ 28.803 em 1999) e as contribuições amortizantes totalizaram R\$ 121.396 (R\$ 97.822 em 1999).

A CEMIG, efetuará o reconhecimento do passivo de benefício pós emprego em 2001, em conformidade com a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000. A CEMIG esta apurando os efeitos decorrentes da adoção dessa deliberação.

30. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- (a) O valor presente em 31 de dezembro de 2000 do Contrato de Cessão de Crédito registrado em conta de ativo, calculado de acordo com o Artigo 3º da Instrução CVM nº 235, de 23 de março de 1995, com base no fluxo de caixa descontado, considerando a taxa de desconto de 12 por cento ao ano, é de R\$ 952.637.
- (b) As operações em “SWAP”, com troca de taxas pré-fixadas por pós-fixadas, no montante de R\$ 12.000, correspondem ao valor de mercado das transações.

A CEMIG utiliza instrumentos financeiros, sendo que todas as operações estão integralmente contabilizadas e são restritas a aplicações financeiras e contas a receber. A Sociedade mantém políticas e estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança, bem como possui procedimentos de monitoramento dos saldos, e tem operado com bancos que atendem a requisitos de solidez financeira e confiabilidade, segundo critérios gerenciais definidos. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado.

31. SEGUROS

A CEMIG mantém apólice de seguro visando cobrir danos elétricos em equipamentos de geração em valor considerado suficiente pela Administração como segue:

<u>Risco</u>	<u>Data de Vigência</u>	<u>Importância Segurada</u>	<u>Prêmio</u>
Danos elétricos em equipamentos de geração	10/12/00 a 10/12/01	1.407.023	1.449

32. FATOS RELEVANTES

a) Desverticalização

O contrato de concessão estabeleceu que a CEMIG deveria passar por uma reestruturação societária, até 31 de dezembro de 2000, com a criação de empresas juridicamente independentes, obrigando o acionista controlador e o sócio estratégico a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais.

O processo de desverticalização não foi concluído no prazo mencionado e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R\$ 3.780, por meio do Auto de Infração 004/2001 – SFF de 16 de fevereiro de 2001. Não foi feita provisão em 31 de dezembro de 2000, em função do Departamento Jurídico avaliar como provável o êxito da CEMIG.

O Governo do Estado de Minas Gerais, por considerar que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado, enviou um projeto de lei, em 02 de março de 2001, propondo a divisão da CEMIG em três empresas distintas de geração, transmissão e distribuição de energia, subsidiárias integrais de uma holding. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

Desta forma, a Administração da CEMIG considera que a desverticalização somente poderá ser realizada se aprovada em lei estadual.

b) Programa de Desligamento Voluntário

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, na reunião realizada em 06 de março de 2001, a realização de um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com prazo de adesão de 12 de março a 02 de abril de 2001.

Os incentivos para os empregados que queiram aderir ao desligamento são 60% da remuneração mensal por cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos. Adicionalmente, a CEMIG pagará integralmente os custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado.

Djalma Bastos de Moraes
Diretor-Presidente e, cumulativamente
Diretor de Desenvolvimento
Tecnológico e Ambiental

Guy Maria Villela Paschoal
Diretor de Planejamento, Projetos e
Construções e, cumulativamente
Vice-Presidente

Cristiano Corrêa de Barros
Diretor de Finanças e
Comercialização

Stalin Amorim Duarte
Diretor de Suprimento e
Gestão Empresarial

Aloísio Marcos Vasconcelos Novais
Diretor de Operações

Evaldo Bernardes Machado
Superintendente Controle
Contábil Contador
CRC-MG-23.216

Eduardo José de Souza
Gerente do Departamento de
Contabilidade Téc. Cont.
CRC-MG-22.403

ANEXO I

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999
(Em milhares de reais)

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
DAS OPERAÇÕES			
Lucro Líquido do Exercício	414.959	414.959	33.719
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa-			
Depreciação e Amortização	488.022	484.008	448.274
Baixas de Imobilizado e outros ativos	91.717	86.281	18.046
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	183	(5.624)
Juros e Variações Monetárias de Longo Prazo	(59.492)	(59.492)	140.681
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	56.757	56.646	(10.851)
(Reversões) Provisões para Perdas Operacionais	(14.245)	(14.245)	48.906
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, Líquido	5.742	5.742	33.919
Provisão para Contingências	10.149	10.149	84.585
	<u>993.609</u>	<u>984.231</u>	<u>791.655</u>
(Aumento) Redução de Ativos-			
Consumidores e Revendedores	(213.075)	(211.095)	(81.674)
Tributos Compensáveis	70.409	71.343	(61.577)
Almoxarifado	1.336	1.336	12.569
Outros Ativos Circulantes	16.980	15.505	(38.543)
Amortização do Contrato de Cessão de Créditos da Conta de			
Resultado a Compensar	16.967	16.967	24.409
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	12.939
Outros Realizáveis a Longo Prazo	(36.379)	(42.415)	(15.629)
	<u>(143.762)</u>	<u>(148.359)</u>	<u>(147.506)</u>
Aumento (Redução) de Passivos-			
Fornecedores	23.235	13.533	40.165
Tributos e Contribuição Social	2.827	1.512	(163.064)
Salários e Contribuições Sociais	(4.163)	(4.229)	13.670
Encargos do Consumidor a Recolher	20.637	20.637	20.703
Empréstimos e Financiamentos	39.189	39.189	68.855
Outros	(38.813)	(32.391)	(46.494)
	<u>42.912</u>	<u>38.251</u>	<u>(66.165)</u>
CAIXA GERADO PELAS OPERAÇÕES	<u>892.759</u>	<u>874.123</u>	<u>577.984</u>

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2000</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO			
Financiamentos Obtidos	300.094	270.893	50.418
Empréstimos de Curto Prazo	48.575	48.575	268.341
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	(281.722)	(281.722)	(349.658)
Obrigações Especiais – Contribuições do Consumidor	98.629	98.629	97.634
Venda Antecipada de Energia Elétrica	(75.893)	(75.893)	171.121
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	(195.829)	(195.746)	(270.298)
	<u>(106.146)</u>	<u>(135.264)</u>	<u>(32.442)</u>
TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	<u>786.613</u>	<u>738.859</u>	<u>545.542</u>
INVESTIMENTOS			
Em Investimentos	(3.160)	(101.113)	(32.580)
No Imobilizado	(561.840)	(420.360)	(496.364)
No Diferido	(1.337)	-	(1.314)
	<u>(566.337)</u>	<u>(521.473)</u>	<u>(530.258)</u>
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	<u>220.276</u>	<u>217.386</u>	<u>15.284</u>
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA			
No início do exercício	92.003	69.066	53.782
No fim do exercício	312.279	286.452	69.066
	<u>220.276</u>	<u>217.386</u>	<u>15.284</u>

ANEXO II
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999
(Em milhares de reais)

	Consolidado		Controladora			
	2000	2000	2000	1999		
RECEITAS						
Venda de Energia e Serviços	4.940.103	4.858.877	3.879.498			
Provisão sobre Créditos de Liquidação Duvidosa	(5.742)	(5.742)	(33.919)			
Resultado Não Operacional	(64.351)	(63.643)	(76.315)			
	4.870.010	4.789.492	3.769.264			
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS						
Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda	(819.186)	(819.186)	(726.768)			
Encargos de Uso da Rede	(243.173)	(243.173)	(151.147)			
Serviços de Terceiros	(194.972)	(194.005)	(150.188)			
Gás Comprado para Revenda	(59.980)	-	-			
Materiais	(71.454)	(71.199)	(59.179)			
Outros Custos Operacionais	(166.535)	(161.711)	(165.127)			
	(1.555.300)	(1.489.274)	(1.252.409)			
VALOR ADICIONADO BRUTO	3.314.710	3.300.218	2.516.855			
RETENÇÕES						
Depreciação e Amortização	(488.021)	(484.008)	(448.274)			
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	2.826.689	2.816.210	2.068.581			
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA						
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	(183)	5.624			
Receitas Financeiras	264.343	261.440	257.609			
	264.343	261.257	263.233			
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	3.091.032	3.077.467	2.331.814			
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		%		%		
Pessoal e Encargos	554.749	18	551.889	18	485.741	21
Impostos, Taxas e Contribuições	1.796.739	58	1.790.864	58	1.237.515	53
Juros e Aluguéis	324.215	11	319.755	11	574.839	24
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	187.000	6	187.000	6	33.719	2
Participação de Minoritários	370	-	-	-	-	-
Lucros Retidos	227.959	7	227.959	7	-	-
	3.091.032	100	3.077.467	100	2.331.814	100

ANEXO III

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999

(Em milhares de reais)

Descrição				2000
	Produção	Transmissão	Distribuição	Total
RECEITA OPERACIONAL				
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	1.064.873	-	3.411.159	4.476.032
Suprimento a Outras Concessionárias	-	-	145.292	145.292
Receita do Uso de Rede	(1.567)	161.046	(20.146)	139.333
Outras Receitas Operacionais	59.798	477	37.945	98.220
	<u>1.123.104</u>	<u>161.523</u>	<u>3.574.250</u>	<u>4.858.877</u>
Deduções à Receita Operacional-				
Quota para a Reserva Global de Reversão	(28.875)	(4.393)	(71.178)	(104.446)
Impostos e Contribuições sobre Receitas	(39.191)	(5.942)	(1.081.735)	(1.126.868)
	<u>(68.066)</u>	<u>(10.335)</u>	<u>(1.152.913)</u>	<u>(1.231.314)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>1.055.038</u>	<u>151.188</u>	<u>2.421.337</u>	<u>3.627.563</u>
DESPESA OPERACIONAL				
Pessoal	(68.931)	(37.455)	(410.101)	(516.487)
Materiais	(9.551)	(3.791)	(57.857)	(71.199)
Serviços de Terceiros	(28.146)	(9.860)	(155.999)	(194.005)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(35.721)	-	-	(35.721)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	-	(819.186)	(819.186)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	-	-	(243.173)	(243.173)
Depreciação e Amortização	(143.530)	(30.938)	(309.540)	(484.008)
Contribuição FORLUZ – Aposentados	(13.718)	(6.758)	(80.390)	(100.866)
Provisões Operacionais	(1.247)	(666)	(5.117)	(7.030)
Quota para a Conta de Consumo de Combustível	-	-	(281.537)	(281.537)
Outras Despesas Líquidas	(86.799)	(14.373)	(72.347)	(173.519)
	<u>(387.643)</u>	<u>(103.841)</u>	<u>(2.435.247)</u>	<u>(2.926.731)</u>
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado de Equivalência Patrimonial e Receitas (Despesas) Financeiras	<u>667.395</u>	<u>47.347</u>	<u>(13.910)</u>	<u>700.832</u>
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	<u>447</u>	<u>-</u>	<u>(630)</u>	<u>(183)</u>
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS				
Receita Financeira	29.831	14.903	202.682	247.416
Despesa Financeira	(130.427)	(12.365)	(183.618)	(326.410)
	<u>(100.596)</u>	<u>2.538</u>	<u>19.064</u>	<u>(78.994)</u>
Juros sobre Capital Próprio	(174.944)	(12.056)	-	(187.000)
	<u>(275.540)</u>	<u>(9.518)</u>	<u>(19.064)</u>	<u>(265.994)</u>
Lucro (Prejuízo) Operacional	<u>392.302</u>	<u>37.829</u>	<u>4.524</u>	<u>434.655</u>
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	<u>(6.781)</u>	<u>(9.339)</u>	<u>(47.523)</u>	<u>(63.643)</u>
Lucro (Prejuízo) antes do Imposto de Renda, Contribuição Social e Participações dos Empregados	<u>385.521</u>	<u>28.490</u>	<u>(42.999)</u>	<u>371.012</u>
Imposto de Renda	(100.376)	(6.918)	16.756	(90.538)
Contribuição Social	(28.321)	(1.952)	5.124	(25.149)
Participações dos Empregados	(3.441)	(2.158)	(21.767)	(27.366)
Lucro (Prejuízo) Antes da Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	<u>253.383</u>	<u>17.462</u>	<u>(42.886)</u>	<u>227.959</u>
REVERSÃO DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	<u>174.944</u>	<u>12.056</u>	<u>-</u>	<u>187.000</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u><u>428.327</u></u>	<u><u>29.518</u></u>	<u><u>(42.886)</u></u>	<u><u>414.959</u></u>

	2000			
Descrição	Produção	Transmissão	Distribuição	Total
RECEITA OPERACIONAL				
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica	886.585	-	2.646.428	3.533.013
Suprimento a Outras Concessionárias	-	-	63.315	63.315
Receita do Uso de Rede	-	142.967	1.659	144.626
Outras Receitas Operacionais	28.834	193	109.517	138.544
	<u>915.419</u>	<u>143.160</u>	<u>2.820.919</u>	<u>3.879.498</u>
Deduções à Receita Operacional-				
Quota para a Reserva Global de Reversão	(23.716)	(3.808)	(54.968)	(82.492)
Impostos e Contribuições sobre Receitas	(31.719)	(5.102)	(896.371)	(933.192)
	<u>(55.435)</u>	<u>(8.910)</u>	<u>(951.339)</u>	<u>(1.015.684)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>859.984</u>	<u>134.250</u>	<u>1.869.580</u>	<u>2.863.814</u>
DESPESA OPERACIONAL				
Pessoal	(66.233)	(18.675)	(372.814)	(457.722)
Materiais	(12.481)	(706)	(45.992)	(59.179)
Serviços de Terceiros	(42.317)	(1.764)	(106.107)	(150.188)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(32.663)	-	-	(32.663)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	-	(726.768)	(726.768)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	-	-	(151.147)	(151.147)
Depreciação e Amortização	(137.344)	(29.927)	(281.003)	(448.274)
Contribuição FORLUZ - Aposentados	-	-	(81.609)	(81.609)
Provisões Operacionais	(2.542)	(810)	(115.152)	(118.504)
Quotas para a Conta de Consumo de Combustível	-	-	(133.841)	(133.841)
Outras Despesas Líquidas	(27.677)	(38.675)	(33.703)	(100.055)
	<u>(321.257)</u>	<u>(90.557)</u>	<u>(2.048.136)</u>	<u>(2.459.950)</u>
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado de Equivalência Patrimonial e Receitas (Despesas) Financeiras	<u>538.727</u>	<u>43.693</u>	<u>(178.556)</u>	<u>403.864</u>
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL				
	-	-	5.624	5.624
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS				
Receita Financeira	29.761	14.001	252.030	295.792
Despesa Financeira	(243.138)	(42.758)	(329.133)	(615.029)
	<u>(213.377)</u>	<u>(28.757)</u>	<u>(77.103)</u>	<u>(319.237)</u>
Juros Sobre Capital Próprio	-	-	(186.978)	(186.978)
	<u>(213.377)</u>	<u>(28.757)</u>	<u>(264.081)</u>	<u>(506.215)</u>
Lucro (Prejuízo) Operacional	<u>325.350</u>	<u>14.936</u>	<u>(437.013)</u>	<u>(96.727)</u>
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	<u>(12.143)</u>	<u>(5.445)</u>	<u>(58.727)</u>	<u>(76.315)</u>
Lucro (Prejuízo) antes do Imposto de Renda, Contribuição Social e Participações dos Empregados	<u>313.207</u>	<u>9.491</u>	<u>(495.740)</u>	<u>(173.042)</u>
Imposto de Renda	(62.391)	(964)	104.499	41.144
Contribuição Social	(9.157)	(141)	15.337	6.039
Participações dos Empregados	(3.416)	(2.144)	(21.840)	(27.400)
Lucro (Prejuízo) antes da Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	<u>238.243</u>	<u>6.242</u>	<u>(397.744)</u>	<u>(153.259)</u>
REVERSÃO DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO				
	-	-	186.978	186.978
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u><u>238.243</u></u>	<u><u>6.242</u></u>	<u><u>(210.766)</u></u>	<u><u>33.719</u></u>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999

A CEMIG mantém registro das receitas e despesas por atividade, segregando em produção, transmissão e distribuição, conforme determinação do Órgão Regulador. A Demonstração do Resultado Segregado por Atividade para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2000 e 1999 foi feita adotando-se os critérios descritos abaixo.

Para segregação das Receitas Operacionais são adotados os seguintes critérios:

1. Produção - Refere-se ao fornecimento de energia para a atividade de distribuição, sendo adotada uma tarifa interna, determinada com base no custo de cada atividade.
2. Transmissão - Refere-se à utilização das instalações de transmissão da rede básica, com receita permitida aprovada pelas Resoluções ANEEL nº 142, de 9 de junho de 1999 e nº 167 de 31 de maio de 2000, para a apresentação das demonstrações de 1999, as operações internas consideram a receita apresentada pela CEMIG e aprovada pela ANEEL.
3. Distribuição - Refere-se aos valores faturados pela CEMIG, reduzidos daqueles alocados à atividade de Produção.

A receita de produção para operações internas não foi faturada, mas somente reduzida da receita faturada pela atividade de distribuição. Da mesma forma, a despesa de conexão da transmissão foi reduzida da receita das atividades de produção e distribuição. Para segregação das despesas são adotados os seguintes critérios:

1. Deduções às Receitas - Exceto quanto ao ICMS, que incide somente sobre a atividade de Distribuição, foram alocadas proporcionalmente às receitas de cada atividade.
2. Despesas operacionais - As despesas relacionadas diretamente com as atividades foram alocadas especificamente, conforme registro contábil definido no Plano de Contas. As despesas comuns, quando a identificação por atividade não foi possível, foram apropriadas através de rateio, proporcionalmente às Despesas de Pessoal e Serviço de Terceiros diretamente alocadas, conforme instruções nº 71 e 77 do Plano de Contas da ANEEL.

Para segregação das Receitas e Despesas Financeiras e Resultado não Operacional são adotados os mesmos critérios das despesas operacionais.

A Contribuição Social e o Imposto de Renda foram alocados proporcionalmente ao Resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social.

As Participações dos Empregados foram alocadas proporcionalmente ao número dos empregados diretamente relacionados a cada atividade.

Os Juros sobre Capital Próprio e a Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio foram alocados na atividade de distribuição no ano de 1999. Em 2000 foi adotado o critério de segregação tal qual as despesas operacionais.

A Demonstração de Resultado acima referida foi elaborada em conformidade à instrução do órgão regulador, sendo que não representa necessariamente a demonstração do resultado de cada atividade, caso as mesmas fossem sociedades constituídas legalmente, com operações independentes.

ANEXO XI

SÚMULA DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DA EMISSÃO



Moody's Investors Service

A MOODY'S ATRIBUI O RATING Aa1.br A CEMIG

R\$ 625 Milhões de Dívida Classificada.

Nova York, 5 de novembro de 2001 – A Moody's Investors Service designou *ratings* de emissor Aa1.br (Escala Nacional do Brasil) e Baa3 (Escala Global em Moeda Local) para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Além disso, a Moody's designou *ratings* Aa1.br (Escala Nacional do Brasil) e Baa3 (Escala Global em Moeda Local) para os R\$ 625 milhões em debêntures que estão sendo emitidas pela CEMIG. A perspectiva dos *ratings* da Moody's é estável.

A CEMIG está emitindo as debêntures em duas séries: R\$ 312,5 milhões com vencimento em 2009 e R\$ 312,5 milhões com vencimento em 2011. As debêntures da série de 2009 têm opção de venda ("put") com exercício em 2004, enquanto que as debêntures da série de 2011 têm opção de venda ("put") com exercício em 2005. As debêntures são obrigações sêniores não garantidas da CEMIG, porém com alguns compromissos financeiros corporativos determinados na escritura. A empresa utilizará grande parte dos recursos da emissão para financiar a construção de capacidade adicional de geração hidrelétrica.

Um *rating* Aa1.br na Escala Nacional para o Brasil da Moody's indica um emissor ou uma emissão com forte crédito em relação aos outros emissores brasileiros. O *rating* Baa3 na Escala Global de Moeda Local da Moody's, que compara o emissor a todos os outros emissores no mundo e que incorpora os riscos relacionados ao Brasil (incluindo a volatilidade potencial da economia brasileira), indica um emissor considerado em "grau de investimento."

Verticalmente integrada, a CEMIG é uma concessionária líder de energia elétrica no Brasil e uma das maiores distribuidoras de energia da América Latina. Opera no estado de Minas Gerais, o terceiro maior mercado do Brasil (atrás de São Paulo e Rio de Janeiro). A empresa tem 5.633 MW de capacidade de geração instalada total, fornecendo aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais para 5 milhões de consumidores. Quase toda a capacidade de geração da empresa é hidrelétrica. A companhia tem uma concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais cobrindo cerca de 97% da área geográfica do estado. A CEMIG também distribui gás natural e tem feito investimentos limitados em telecomunicações.

A empresa anunciou um programa ambicioso de investimento em geração, transmissão e

distribuição, totalizando R\$ 3,9 bilhões, entre 2001 e 2005. Como parte deste programa, a empresa investirá R\$ 800 milhões em 1.100 megawatts de geração adicional líquida. A empresa utilizará a geração adicional em seu próprio sistema, como também a venderá para terceiros.

O Estado de Minas Gerais mantém o controle da CEMIG. As subsidiárias de The AES Corporation e Mirant Corporation possuem participações minoritárias.

Os *ratings* Aa1.br e Baa3 da Moody's refletem

- O controle pelo Estado de Minas Gerais;
- O monopólio a longo prazo das concessões de geração, distribuição e transmissão;
- A região onde o serviço é prestado em crescimento e próspero, com vendas industriais significativas;
- A significativa capacidade de geração hidrelétrica;
- As boas medidas operacionais;
- A pressão no fluxo de caixa relacionada à seca no curto prazo;
- A baixa proporção dívida/capital;
- A significativa dívida em moeda estrangeira no curto prazo; e
- A forte cobertura do serviço da dívida e projetada capacidade para cobrir o serviço da dívida em cenários de stress.

A análise financeira do cenário considerado mais provável pela Moody's apresenta coberturas de fluxo de caixa projetadas com média superior a 3x durante os próximos cinco anos. Os cenários de "stress" ligados ao risco de inflação, taxa de juros e câmbio apresentam coberturas aceitáveis.

A Moody's continua a visualizar a evolução do ambiente de regulamentação da energia elétrica com cuidado, porém favoravelmente. A ANEEL, a agência reguladora do Brasil para a área de energia elétrica, tem ajustado as tarifas de maneira consistente com os contratos de concessão. Problemas que devem ser enfrentados incluem o compartilhamento de ganhos de produtividade, o equilíbrio entre tarifas para os consumidores e a necessidade de atrair mais geração, assim como atrasos na regulamentação do setor.

Este ano, o Brasil passou pela pior seca dos últimos 70 anos. A seca reduziu significativamente os níveis dos reservatórios das hidrelétricas em uma grande parte do Brasil, incluindo as represas hidrelétricas da CEMIG. O país instituiu um racionamento regional de eletricidade como paliativo até o final da seca e até que fontes adicionais de energia hidrelétrica e térmica possam ser construídas ou asseguradas. O Brasil tem

implementado e está implementando ainda várias medidas regulatórias para incentivar fontes adicionais de eletricidade.

O Brasil está entrando em sua estação de chuvas, que vai de outubro a abril. Embora uma estação de chuvas normal pudesse reduzir a necessidade de continuar o racionamento, ela também poderia reduzir a pressão sobre o Brasil para tratar das questões de regulamentação necessárias para atrair geração.

Os *ratings* corporativos da Moody's são opiniões sobre a habilidade das entidades em honrar as obrigações financeiras sêniores não garantidas. As emissões de dívida específicas do emissor devem ser classificadas de maneira diferente e são consideradas como não classificadas a menos que sejam individualmente classificadas pela Moody's.

A Companhia Energética de Minas Gerais tem sua sede em Belo Horizonte, Minas Gerais.

Nova York
Susan D. Abbott
Diretora Gerente
Finanças Corporativas
Moody's Investors Service
JORNALISTAS: 1-215- 967-6233
ASSINANTES: 1-215-967-6233

Nova York
Andy Jacobyansky
VP – Diretor de Crédito Sênior
Finanças Corporativas
Moody's Investors Service
JORNALISTAS: 1-215- 967-6233
ASSINANTES: 1-215-967-6233

São Paulo
Benedito Oliveira
Analista
Moody's América Latina
TELEFONE: (011) 3443-7448

Emissora

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Av. Barbacena, 1.200
Belo Horizonte, MG

Coordenadores

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Av. Eusébio Matoso, 891
São Paulo, SP

BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.

Av. Paulista, 37, 19º andar
São Paulo, SP

BANCO BRADESCO S.A.

Cidade de Deus, Vila Yara, s/nº
Osasco, SP

ING BARINGS CORRETORA DE CÂMBIO E TÍTULOS S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, 3.064, 10º andar
São Paulo, SP

BANCO ITAÚ S.A.

Rua Boa Vista, 176, 1º andar, Corpo 5
São Paulo, SP

BANCO SUDAMERIS DE INVESTIMENTO S.A.

Av. Paulista, 1.000, 1º andar
São Paulo, SP

Agente Fiduciário

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Av. Paulista, 2.439, 11º andar
São Paulo, SP

Banco Mandatário e Depositário

BANCO ITAÚ S.A.

Rua Boa Vista, 176, 1º andar, Corpo 5
São Paulo, SP

Consultor Jurídico

SOUZA, CESCON AVEDISSIAN, BARRIEU E FLESCH ADVOGADOS

Rua Funchal, 263, 11º andar
São Paulo, SP

Este material está disponível na versão digital em:
www.underwriting.com.br

(11) 3885-9696

