

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

Formulário 20-F

- TERMO DE REGISTRO CONFORME ARTIGO 12(b) ou (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
- ou
- RELATÓRIO ANUAL CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO
SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014
- ou
- RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
- ou
- RELATÓRIO DE SHELL COMPANY CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

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

Número de Protocolo na Comissão: 1-15224

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

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para o Inglês da denominação da Requerente)

BRASIL

(Jurisdição de incorporação ou organização)

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

(Endereço da sede)

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

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

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

Nenhum

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

Nenhum

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

420.764.708 Ações Ordinárias
838.076.946 Ações Preferenciais

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

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

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

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

Assinalar se a Requerente é requerente de grande porte de processo acelerado (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated*) ou requerente de processo não acelerado (*non-accelerated*). Vide a definição de “requerente de processo acelerado e requerente de grande porte de processo acelerado” no art. 12b-2 do *Exchange Act* (marque um): Requerente de Processo Acelerado de Grande Porte Requerente de processo Acelerado Requerente de processo não acelerado
Assinalar qual norma contábil a Requerente utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento: U.S. GAAP IFRS Outro

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

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

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

ÍNDICE

PART I

Item 1	Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores	6
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	6
Item 3.	Informações Relevantes	6
Item 4.	Informações sobre a Companhia	27
Item 4A.	Comentários não resolvidos do <i>staff</i>	60
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	60
Item 6.	Conselheiros, Diretores Seniores e Empregados	83
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	93
Item 8.	Informações Financeiras	95
Item 9.	A Oferta e a Listagem	103
Item 10.	Informações Adicionais	107
Item 11.	Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado	123
Item 12.	Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações	124

PARTE II

Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora	125
Item 14.	Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos	126
Item 15.	Controles e Procedimentos	126
Item 16A.	Perito Financeiro do Comitê de Auditoria	127
Item 16B.	Código de Ética	127
Item 16C.	Principais Honorários e Serviços dos Auditores	127
Item 16D.	Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria	128
Item 16E.	Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados	128
Item 16F.	Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente	128
Item 16G.	Governança Corporativa	128

PARTE III

Item 17.	Demonstrações Financeiras	130
Item 18.	Demonstrações Financeiras	130
Item 19.	Anexos.	130

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

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

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Contabilidade, ou “IFRS”, emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (“IASB”). Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços patrimoniais consolidados referentes a 31 de dezembro de 2014 e 2013, e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2014 e 2013 e 2012 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, conforme expresso em seus relatórios contidos neste documento.

Reapresentamos nossas demonstrações financeiras consolidadas dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011 em consequência da adoção, em 1 de janeiro de 2013, do IFRS 11 (Negócios em conjunto), ou IFRS 11. O IFRS 11, que substituiu a IAS 31, determina que as empresas controladas em conjunto (joint ventures) sejam contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e, portanto, não sendo mais permitida a contabilização pelo método de consolidação proporcional. Retroagimos a aplicação do IFRS 11 aos exercícios 2012 e 2011 para fins de comparação, de acordo com o IAS 8 (Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros). A adoção deste novo pronunciamento impactou diversos itens das nossas demonstrações financeiras consolidadas. As informações de 2010 não foram ajustadas às novas regras contábeis aplicáveis após 01 de janeiro de 2013, portanto, não são comparáveis com os demais anos apresentados.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R\$2,6563 para US\$1,00, certificada, para fins alfandegários, pelo Conselho do *Federal Reserve* dos EUA, em 31 de dezembro de 2014. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, segundo a taxa acima indicada ou por qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

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

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

Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,00% foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais e ordinárias foi feito através da emissão adicional de ADS. Em 30 de abril de 2012, uma bonificação de 25,00% foi paga sobre as ações preferenciais e ordinárias. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 30 de abril de 2013, uma bonificação de 12,85% foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 14 de maio de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais e ordinárias foi feito através da emissão adicional de ADS. Em 3 de janeiro de 2014, uma bonificação de 30,76% foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias, com a emissão de novas ações, todas preferenciais. Em 10 de janeiro de 2014, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais foi feito através da emissão adicional de ADS. As ADSs das ações preferenciais são evidenciadas por ADRs das ações preferenciais, emitidas de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterada em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs das ações preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a “Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito”). As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o “Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias” e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os “Contratos de Depósito”).

DECLARAÇÕES E EXPECTATIVAS FUTURAS

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

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

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

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;
- aumentar os custos de projetos; ou
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

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

PARTE I

Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas

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 as IFRS. As informações a seguir deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e a “Apresentação das Informações Financeiras”.

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2014 e 2013 e referentes a cada um dos três exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, em IFRS, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R\$2,6563 por US\$1,00, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2014. Considerando a depreciação do real comparada com o dólar norte-americano desde 31 de dezembro de 2014, também apresentamos estes montantes convertidos para o dólar de venda de 17 abril de 2015 de R\$3,0639 para US\$ 1,00. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Veja a seção “ Taxas de Câmbio”.

Reapresentamos nossas demonstrações financeiras consolidadas dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011 em consequência da adoção, em 1 de janeiro de 2013, do IFRS 11 (Acordos conjuntos), ou IFRS 11. Retroagimos a aplicação do IFRS 11 aos exercícios 2012 e 2011 para fins de comparação, de acordo com o IAS 8 (Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros). A adoção destes novos pronunciamentos impactou diversos itens das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Não reapresentamos nossos dados relativos a 2010 para refletir a aplicação do IFRS 11. Particularmente no ano de 2010, nossos dados refletem os resultados de nossas entidades nas quais detemos o controle em conjunto (joint ventures) através da consolidação proporcional, ao invés do método de equivalência patrimonial aplicado em 2014, 2013, 2012 e 2011, portanto, os dados para 2010 não são comparáveis com os dados para 2011, 2012, 2013 e 2014.

Dados Financeiros Seleccionados Consolidados em IFRS

Dados Financeiros Consolidados em IFRS

	Exercício findo em 31 de dezembro de						
	2014 (em milhões de US\$)(1)	2014 (em milhões de US\$)(2)	2014 (em milhões de R\$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)	2013	2012	2011	2010(5)
Dados da demonstração do resultado:							
Receita operacional líquida:							
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	5.617	4.870	14.922	12.597	13.691	12.522	13.219
Receita do fornecimento no atacado a outras concessionárias	870	754	2.310	2.144	1.689	1.504	1.469
Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade (TUSD)	322	279	855	1.008	1.809	1.771	1.658
CVA e Outros Componentes Financeiros	417	361	1.107	-	-	-	-
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão.....	210	182	557	404	662	612	1.141
Receita de indenização de transmissão	158	137	420	21	192-	-	-
Receitas de construção	354	307	941	975	1.336	1.232	1,341
Receita de transações na CCEE	884	766	2.348	1.193	387	175	133
Outras receitas operacionais.....	642	557	1.706	1.047	506	362	924
Deduções da receita	(2.118)	(1.836)	(5.626)	(4.762)	(6.135)	(5.785)	(6.095)
Total das receitas operacionais líquidas	7.356	6.377	19.540	14.627	14.137	12.393	13,790
Custos e despesas operacionais:							
Energia elétrica comprada para revenda	(2.796)	(2.424)	(7.428)	(5.207)	(4.683)	(3.330)	(3.722)
Taxas para uso das redes básicas de transmissão	(280)	(243)	(744)	(575)	(883)	(748)	(729)
Depreciação e amortização	(302)	(261)	(801)	(824)	(763)	(786)	(927)
Pessoal	(471)	(409)	(1.252)	(1.284)	(1.173)	(1.104)	(1.212)
Gás comprado para revenda.....	(96)	(83)	(254)	-	-	-	(225)
Royalties pelo uso de recursos hídricos.....	(48)	(41)	(127)	(131)	(185)	(153)	(140)
Serviços terceirizados	(359)	(311)	(953)	(917)	(906)	(858)	(923)
Obrigações pós-aposentadoria	(80)	(69)	(212)	(176)	(134)	(124)	(107)
Materiais	(143)	(124)	(381)	(123)	97	(81)	(134)
Provisão para perdas operacionais	(219)	(190)	(581)	(305)	(671)	(166)	(138)
Participação nos lucros dos funcionários e diretores	(94)	(81)	(249)	(221)	(239)	(219)	(325)
Custos de construção.....	(355)	(308)	(942)	(975)	(1.336)	(1.232)	(1.328)
Outras despesas operacionais, líquidas	(197)	(172)	(527)	(493)	(481)	(327)	(321)
Total das despesas e custos operacionais	(5.440)	(4.717)	(14.451)	(11.231)	(11.527)	(9.128)	(10.231)
Resultado de Equivalência Patrimonial	79	69	210	764	865	-	-
Ganho na diluição da participação em controladas em conjunto	-	-	-	284	-	-	-
Lucros Não Realizados na Alienação de Investimento.....	-	-	-	(81)	-	-	-
Resultado com Combinação de Negócios.....	106	92	281	-	-	-	-
Lucro operacional antes de Receita Financeira (despesas) e Impostos.....	2.101	1.821	5.580	4.363	3.475	3.804	3.559
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(415)	(359)	(1.101)	(309)	1.629	(640)	(753)
Lucro antes de impostos.....	1.686	1.462	4.479	4.054	5.104	3.164	2.806
Despesa de imposto de renda	(505)	(438)	(1.342)	(950)	(832)	(749)	(548)
Lucro anual	1.181	1.024	3.137	3.104	4.272	2.415	2.258
Outro lucro (prejuízo) abrangente	-	-	-	213	(412)	(74)	-
Resultado abrangente	1.181	1.024	3.137	3.317	3.860	2.341	2.258

Lucro (prejuízo) básico: (3)							
Por ação ordinária	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79
Por ação preferencial	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79
Por ADS.....	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79
Lucro (prejuízo) diluído: (3)							
Por ação ordinária	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79
Por ação preferencial	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79
Por ADS.....	0,94	0,81	2,49	2,47	3,40	1,92	1,79

Exercício findo em 31 de dezembro de 2014

	2014	2014	2014	2013	2012	2011	2010(5)
	(em milhões de US\$)(1)	(em milhões de US\$)(2)					
			(em milhões de R\$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)				

Dados do balanço patrimonial:

Ativo:

Ativo circulante	2.467	2.139	6.554	6.669	8.804	5.768	8.086
Ativo imobilizado líquido	2.087	1.809	5.544	5.817	6.109	6.392	8.229
Ativos intangíveis	1.272	1.103	3.379	2.004	1.874	2.779	4.948
Ativos financeiros de concessões.....	2.814	2.440	7.475	5.841	5.475	3.834	7.672
Contas a receber do Governo Estadual de Minas Gerais	-	-	-	-	-	1.830	1.837
Outros ativos.....	4.536	3.932	12.048	9.483	10.308	9.018	2.702
Total do ativo.....	13.176	11.423	35.000	29.814	32.570	29.621	33.474

Passivo:

Parcela circulante da dívida de longo prazo.....	1.992	1.727	5.291	2.238	6.466	4.504	2.203
Outros passivos circulantes	1.819	1.577	4.832	3.684	6.332	3.595	4.200
Total passivo circulante	3.811	3.304	10.123	5.922	12.798	8.099	6.403
Dívida de longo prazo.....	3.094	2.682	8.218	7.219	3.950	6.000	11.024
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	933		809	2.311	2.575	1.956	2.062
Outros passivos de longo prazo	1.090	945	2.896	1.724	1.697	1.900	2.509
Total passivos de longo prazo.....	5.117	4.436	13.592	11.254	8.222	9.856	15.595
Capital acionário	2.369	2.054	6.294	6.294	4.265	3.412	3.412
Reservas de capital.....	725	628	1.925	1.925	3.954	3.954	3.954
Reservas de lucro.....	977	847	2.594	3.840	2.856	3.293	2.874
Ajuste de Avaliação Patrimonial:							
Custo Atribuído	294	255	780	850	959	1.080	1.209
Outros resultados abrangentes	(118)	(102)	(312)	(271)	(484)	(73)	2
Participação acionista não controlador	1	1	4	-	-	-	25
Total de capital acionário.....	4.248	3.683	11.285	12.638	11.550	11.666	11.476
Total de obrigações e capital acionário.....	13.176	11.423	35.000	29.814	32.570	29.621	33.474

Outros dados:

Ações em circulação – básicas: (3)

	2014	2013	2012	2011	2010 (5)
Ordinárias	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297

Dividendos por ação (3)					
Ordinárias	R\$0,63	R\$1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95
Preferenciais	R\$0,63	R\$1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95
Dividendos por ADS (3)	R\$0,63	R\$1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95
Dividendos por ação (4)(3)					
Ordinárias	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36
Preferenciais	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36
Dividendos por ADS (4)(3)	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36

Ações em circulação

– diluídas: (3)

Ordinárias	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297

Dividendos por ação diluída (3)

Ordinárias	R\$0,63	R\$ 1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95
Preferenciais	R\$0,63	R\$ 1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95
Dividendos por ADS diluída (3)	R\$0,63	R\$ 1,28	R\$ 2,20	R\$ 1,03	R\$ 0,95

Dividendos por ação diluída (4)(3)

Ordinárias	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36
Preferenciais	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36
Dividendos por ADS diluída (4)(3)	US\$0,24	US\$0,48	US\$0,83	US\$0,39	US\$0,36

- (1) Convertido à taxa de câmbio de US\$1.00 para R\$ 2,6563, taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2014. Veja “— Taxas de Câmbio”
- (2) Convertido à taxa de câmbio de US\$1.00 para R\$ 3,0639, taxa de câmbio de 17 de abril de 2015. Veja “— Taxas de Câmbio”
- (3) Números por ação foram ajustados para refletir os dividendos sobre as nossas ações em março de 2014, que era a mesma quantidade de ações na data de arquivamento deste relatório, e números por ADS foram ajustados para refletir os ajustes correspondentes em nossos ADS.
- (4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.
- (5) As informações relativas a 2012 e 2011 e aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 foram reajustados para refletir a aplicação do IFRS 11 adotadas a partir de 1º de janeiro de 2013. As informações relativas a 2010 não estão apresentadas de forma ajustada às novas normas contábeis aplicáveis após 01/01/2013, portanto não são comparáveis aos demais exercícios sociais.

Taxas de Câmbio

Em 4 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional (CMN) consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio flutuante em um único mercado de câmbio. Tal regulamentação permite, ainda que sujeitas a certos procedimentos e disposições normativas específicas, a compra e venda de moeda estrangeira e a transferência internacional de reais por uma pessoa ou empresa estrangeira, sem limites quanto ao valor. Adicionalmente, todas as operações de câmbio devem ser realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central do Brasil (Banco Central do Brasil ou Banco Central) para operar em tal mercado.

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

As tabelas abaixo apresentam, para os períodos indicados, as taxas de câmbio mínimas, máximas, médias e de encerramento de período do real, expressas em reais por US\$1,00.

Mês	Reais por US\$1,00			Encerramento de período
	Mínima	Máxima	Média	
Outubro 2014	2,3901	2,5429	2,4495	2,4535
Novembro 2014	2,4964	2,6030	2,5527	2,5720
Dezembro 2014	2,5549	2,7306	2,6419	2,6563
Janeiro 2015	2,5644	2,7284	2,6346	2,6843
Fevereiro 2015	2,7016	2,8806	2,8170	2,8618
Março 2015	2,8765	3,2931	3,1414	3,1843
Abril 2015 ⁽¹⁾	3,0180	3,1547	3,0884	3,0639

Base: até 17 de abril, 2015.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de	Encerramento do período			
	Mínima	Máxima	Média	
2010	1,6574	1,8885	1,7600	1,6631
2011	1,5375	1,8865	1,6723	1,8627
2012	1,6997	2,1141	1,9535	2,0476
2013	1,9480	2,4464	2,1570	2,3608
2014	2,1940	2,7306	2,3498	2,6563

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

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente Relatório Anual, ao avaliar o investimento em nossa Companhia.

Riscos Relativos à CEMIG

Não temos certeza se novas concessões serão obtidas, se nossas concessões atuais serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor ou se as indenizações recebidas nos eventos de não renovação de concessão corresponderão ao valor esperado.

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico.

Em 11 de setembro de 2012, foi editada a Medida Provisória nº 579 de 2012 (“MP nº 579”), convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre a prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em 04 de dezembro de 2012, a Companhia assinou o segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, o qual prorrogou a concessão por 30 anos, nos termos da MP nº 579, contados a partir de 1º de janeiro de 2013, o que resultou em um ajuste da Receita Anual Permitida (“RAP”), diminuindo a receita que nós receberemos em decorrência dessas concessões. O governo brasileiro nos compensou pela redução da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei nº 12.783/13, nós seremos compensados pela redução da RAP dos ativos em operação antes de 2000, em 30 anos, ajustado pelo IPCA.

A Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de geração que expiram no período de 2013 a 2017. Em relação às usinas que teriam uma primeira prorrogação antes da edição da MP nº 579, a saber, Jaguará, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 permite a prorrogação da concessão destas usinas por mais 20 anos sem a aplicação de qualquer restrição adicional.

Com fulcro nesse entendimento, a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguará (“UHE Jaguará”), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar no controle da exploração da UHE Jaguará até que este Mandado de Segurança seja julgado.

Pelos mesmos fundamentos e na iminência do vencimento do prazo originalmente previsto para que findasse a concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (“UHE São Simão”), a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo da referida concessão, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para permitir sua continuidade no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança referente à UHE Jaguará, citado acima, ressalvando o Ministro Relator, em sua decisão liminar, que poderá reexaminar o pleito deferido em não ocorrendo à finalização do julgamento do Mandato de Segurança da UHE Jaguará em até 45 dias após o início das atividades judicantes da Primeira Seção do STJ no ano de 2015.

A contingência de ambas as ações, referentes à UHE Jaguará e à UHE São Simão, estão classificadas como de perda “possível” em razão de sua natureza e da complexidade envolvida nos casos concretos. Neste contexto, são de se reconhecer como elementos configuradores da contingência a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria, e que as ações propostas também se configuram em leading case na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões. Todavia, a Companhia sinalizou ao mercado em janeiro de 2015, por meio de seu Diretor Presidente, que assume o compromisso de negociar a continuidade da concessão das usinas citadas, UHE Jaguará, UHE São Simão, e UHE Miranda.

Com relação às demais usinas de geração cujo vencimento das concessões se dá no período de 2015 a 2017, o que inclui Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro, Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos por não requerer prorrogação nos termos da referida MP. Assim, o negócio de geração não será afetado negativamente até o término dessas concessões.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal, em relação aos novos contratos de concessão, ao que diz respeito à renovação de concessões existentes, bem como pelas recentes disposições estabelecidas por meio da MP nº 579 e, conseqüentemente por meio da Lei 12.783, para as renovações das concessões de distribuição, geração e transmissão, não podemos garantir que: (i) novas concessões serão obtidas, (ii) nossas concessões atuais serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor e (iii) as indenizações recebidas nos eventos de não renovação de concessão correspondam ao valor esperado. Neste contexto, ocorrências desfavoráveis em relação às concessões poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

A matriz brasileira de produção de energia elétrica é altamente dependente de usinas hidrelétricas, que por sua vez dependem das condições climáticas para produzir energia.

Como é amplamente conhecido, o sistema gerador brasileiro se caracteriza pela predominância hidrelétrica – mais de 70% da capacidade instalada total. As vantagens da energia hidrelétrica também são bastante divulgadas: é um recurso renovável e permite evitar gastos substanciais com combustíveis nas usinas termelétricas. Por outro lado, a principal dificuldade no uso deste recurso provém da variabilidade das aflúncias às usinas: há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluyente ao longo do ano, que depende fundamentalmente da quantidade de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque térmico complementar com cerca de 20% da sua capacidade total de produção de energia elétrica. Possui também reservatórios de acumulação com o objetivo de transferir água do período úmido para o período seco, e de um ano para outro. No entanto, estes mecanismos não são capazes de absorver todas as conseqüências adversas de uma escassez hídrica prolongada, como a que vem sendo observada desde 2014.

A operação de todo o sistema é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. Sua principal função é operar de forma ótima os recursos disponíveis, minimizando o custo de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS poderá reduzir a geração das usinas hidrelétricas e aumentar a geração termelétrica, o que acaba trazendo maior custo para os geradores hidrelétricos, a exemplo do que ocorreu em 2014. Nas Companhias distribuidoras, este aumento de custos gera aumento no preço da compra da energia que nem sempre é repassado ao consumidor diretamente, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, e condições financeiras. Além disso, em casos extremos de escassez de energia devido a situações hidrológicas adversas, o sistema poderá passar por racionamento, o que poderá resultar principalmente em diminuição do fluxo de caixa.

A fim de mitigar o impacto da sazonalidade da geração das usinas hidráulicas, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as usinas hidráulicas do sistema de forma a compensar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra usina, desta forma completando a geração necessária de todas as usinas do MRE. No entanto este mecanismo não é capaz de mitigar todo o risco dos agentes geradores, pois quando há um cenário hidrológico muito adverso e o conjunto das usinas não consegue atingir a soma de suas Garantias Físicas, esse mecanismo faz então um ajuste na Garantia Física de cada usina por meio do Fator de Ajuste da Garantia Física – GSF, levando os geradores a uma exposição no mercado de curto prazo.

No ano de 2014, fatores como a redução do consumo, baixo armazenamento nos reservatório, baixa hidrologia e o maior despacho termoelétrico levaram a uma redução da geração hidráulica que por sua vez afeta o fator de ajuste da garantia física – GSF para valores baixos. Este risco é conhecido pelos geradores que, normalmente, separam cerca de 5% das suas Garantias Físicas para mitigar o efeito do GSF. No entanto como vimos eventos extraordinários levaram a ocorrência de um GSF abaixo dos valores esperados pelos geradores, fechando o ano de 2014 em 0,91. Isso significa uma redução de quase 10% na energia dos geradores, que caso não tenha sobra para compensar essa redução leva a exposição no mercado de curto prazo. As exposições ao mercado de curto prazo, balanço entre requisitos e recursos, são apuradas mensalmente pela CCEE. Essas exposições, negativas ou positivas, são valoradas pelo PLD. Caso sejam exposições negativas o gerador terá um debito na CCEE, afetando assim o seu fluxo caixa.

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

De acordo com a legislação aplicável, nossas empresas de geração de energia não estão autorizadas a vender energia diretamente para nossas distribuidoras. Dessa forma, a energia gerada por nossas empresas é vendida no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (também conhecido como “Mercado Regulamentado” ou “Pool”) através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre – ACL. A legislação aplicável permite às distribuidoras que celebram contratos com as empresas de geração no âmbito do ACR reduzir a quantidade de energia contratada em até 4% ao ano em relação ao valor do contrato original para o inteiro período do contrato, expondo nossas empresas de geração de energia ao risco de não conseguirem vender a preços adequados a energia que foi descontratada.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no ACL, por meio de nossas empresas de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no ACL podem ser celebrados com outros agentes de geração, de comercialização e principalmente com os “Consumidores Livres”, que são os consumidores com demanda igual ou superior a 3MW, os quais podem escolher seu fornecedor de energia. Alguns contratos possibilitam a este tipo de consumidor comprar um maior ou menor volume de energia (de 5% em média) de nossas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Outros contratos não permitem este tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência pode influenciar a ocorrência desse tipo de condição contratual nas negociações de venda de energia no ACL.

Além dos Consumidores Livres mencionados acima, há uma classe de clientes denominada “Consumidores Especiais”, que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Consumidores Especiais são elegíveis para aderirem ao Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, usinas a biomassa e parques eólicos. Realizamos operações de venda desse tipo de energia a partir de alguns recursos energéticos de geração alocados em determinadas empresas do grupo, e desde 2009 vem sendo incrementada a comercialização desse tipo de energia incentivada e a empresa formou um portfólio de contratos de compra para ocupar um importante espaço no mercado brasileiro de energia de fontes alternativas incentivadas. Os contratos de venda a esse tipo de cliente possuem flexibilidades específicas para atendimento de suas necessidades e essas flexibilidades de consumo a menor ou a maior, estão vinculadas ao comportamento histórico dessas cargas. Os consumos a maior ou a menor que esses clientes podem exercer podem provocar exposições de compra ou de venda nos preços de curto prazo o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Variações de mercado, como variações dos preços para celebração de novos contratos e dos volumes consumidos por nossos clientes de acordo com flexibilidades já contratadas, podem gerar posições de curto prazo com o potencial de impacto financeiro negativo em nossos resultados.

Para reduzir a exposição dos geradores hidráulicos, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE que funciona como um pool de geradores, onde a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender ao requisito do pool. Quando a totalidade das usinas gera abaixo do valor requisitado, o mecanismo reduz a energia disponível das usinas causando uma exposição negativa no mercado de curto prazo e, por consequência, a necessidade de compra de energia ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. De forma análoga quando a totalidade das usinas gera acima do valor requisitado, o mecanismo aumenta a energia disponível das usinas levando a uma exposição positiva, o que permite a venda de energia ao PLD. Em anos de hidrologia muito crítica o fator de redução da energia disponível pode comprometer até 20% ou mais da energia disponível das usinas hidráulicas.

A falta de liquidez ou a volatilidade dos preços futuros devido a condições e/ou percepções de mercado podem afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender todos os nossos recursos (capacidade de geração própria adicionada aos contratos de compra) nos leilões públicos regulados ou no Ambiente de Contratação Livre, a capacidade não vendida será liquidada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixo PLD, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

Aumentos dos preços de compra de energia elétrica podem gerar descasamento do fluxo de caixa da Companhia.

Os contratos de compra de energia elétrica firmados por concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tais como os nossos, tem seus preços vinculados a algumas variáveis que não podem ser controladas, como, por exemplo, as condições hidrológicas e despacho das usinas térmicas. Embora eventuais aumentos sejam repassados para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica quando de seus reajustes tarifários, tal situação poderá gerar descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, resultados operacionais ou em suas condições financeiras.

No ano de 2013, o descasamento de fluxo de caixa das distribuidoras foi bastante reduzido pela ação de apoio às empresas de distribuição executada pelo Governo Federal, com o direcionamento de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) para pagamento de parcelas importantes dessas despesas. Em 2014 o cenário hidrológico levou a um aumento do preço *spot*, conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, e consequentemente o custo destes contratos somado ao aumento da exposição ao mercado de curto prazo pressionou ainda mais o fluxo de caixa das distribuidoras. Para aliviar o problema o Governo operacionalizou através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) uma série de empréstimos bancários que foram repassados às distribuidoras através da Conta Ambiente de Contratação Regulada (“CONTA-ACR”). Essa conta, gerida pela CCEE, repassa às distribuidoras, a cada mês, os valores para cobrir as exposições de curto prazo e dos contratos por disponibilidade. Posteriormente, a partir de 2015 esse valor será pago através de encargo nas tarifas de energia elétrica. Outras medidas tomadas pelo governo para aliviar a pressão no caixa das distribuidoras foram: (i) realizar um leilão durante o ano onde foram negociados contratos de energia para cinco anos; (ii) reduzir, no mercado de curto prazo, o PLD máximo da energia para a liquidação de diferenças entre os volumes contratados e consumidos pelas distribuidoras; (iii) a adoção de um sistemas de bandeiras tarifárias, a partir de 2015, que irá transferir mais rapidamente parte dos custos aos consumidores quando o sistema gerador passar por condições hidrológicas adversas; e, há previsão de um reajuste de tarifas ocasionado por uma revisão extraordinária dos contratos de concessão das distribuidoras.

Adicionalmente, o Governo Federal assumiu também no ano de 2014 um outro grupo de repasses com os recursos da CDE. Estes repasses referem-se aos subsídios a consumidores de baixa renda, além de alguns outros, incluindo o acesso a irrigantes, a água e saneamento, ao consumo rural, entre outros, que foram retirados do reajuste tarifário na implantação da Lei 12.783. Estes recursos são repassados pelo Governo, sendo que a Eletrobrás se configura como a repassadora destes valores.

Salienta-se que um eventual atraso nestes repasses poderão ocasionar problemas de descasamento no fluxo de caixa da Distribuidora.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental e eventuais alterações podem causar um impacto adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

Essa estrutura regulatória vem sofrendo diversas alterações ao longo dos últimos anos sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, que dispõe sobre a prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074/13 de 07 de julho de 1995. De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente a partir de 12 de setembro de 2012.

Alterações na legislação ou na regulamentação relativas ao setor elétrico brasileiro poderão afetar desfavoravelmente nossa estratégia negócios e condução de nossas atividades na medida em que não formos capazes de anteciparmos as novas condições ou não conseguimos absorver os novos custos ou repassá-los aos clientes.

Programas de investimentos e aquisições exigirão capital adicional que poderá não estar disponível em termos e condições aceitáveis.

Necessitaremos de recursos para financiar as aquisições e investimentos. Entretanto, não podemos garantir que teremos recursos próprios ou que seremos capazes de obter tais fundos tempestivamente e nos montantes necessários ou a taxas competitivas (emissão de títulos de dívida ou captação de empréstimos) para financiar os investimentos e as nossas aquisições. Se não formos capazes de obter recursos conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que poderia prejudicar nossos negócios, condição financeira ou perspectivas futuras.

Interrupções das operações ou degradação da qualidade de nossos serviços, ou de nossas controladas, poderão ter efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A operação de complexas redes e sistemas de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica envolve diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos, catástrofes como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem, vandalismo, entre outros eventos similares. Além disso, decisões operativas por parte das autoridades responsáveis pela rede de energia elétrica, o meio ambiente, as operações e outras questões que afetem a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica podem ter efeito adverso sobre o funcionamento e rentabilidade das operações dos nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. No caso de ocorrência desses fatores, nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir integralmente os custos e perdas que poderemos incorrer em razão de danos causados a nossos ativos.

Ademais, as receitas que a Companhia e suas controladas auferem em decorrência da implementação, operação e manutenção de suas instalações estão relacionadas à disponibilidade dos equipamentos e ativos e à qualidade (continuidade e atendimento dentro das exigências regulatórias) dos serviços. De acordo com os respectivos contratos de concessão, a Companhia e suas controladas estão sujeitas à: (i) redução de suas respectivas Parcelas B (em função do aumento do componente “Q” do Fator X) quando da revisão tarifária das distribuidoras; (ii) à redução de suas respectivas Receitas Anuais Permitidas (“RAP”) em relação às empresas de transmissão de energia elétrica; (iii) à impactos sobre o fator de indisponibilidade (FID) e a energia assegurada das instalações de geração; e, (iv) à aplicação de penalidades e pagamento de compensações dependendo da abrangência, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos. Desse modo, interrupções em nossas instalações de geração, de transmissão, de distribuição, ou em subestações e redes poderão causar um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos demais investidores ou da Companhia.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos nossos negócios. Atualmente, ele detém 51% das nossas ações ordinárias e, conseqüentemente, tem o direito à maioria dos votos nas deliberações tomadas nas assembleias gerais, podendo: (i) eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração; e, (ii) aprovar as matérias que exijam *quorum* qualificado dos nossos acionistas, incluindo transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e época de pagamento de quaisquer dividendos.

O Governo Estadual, na sua qualidade de acionista controlador, tem capacidade para orientar a Companhia a se dedicar a atividades e efetuar investimentos destinados à promoção de seus próprios objetivos econômicos ou sociais, os quais poderão não estar estritamente alinhados à estratégia da Companhia.

Nossas controladas podem sofrer intervenção do Poder Público com o fim de assegurar a adequação na prestação de serviços ou ser penalizadas pela ANEEL em função do descumprimento de seus contratos de concessão ou autorizações concedidas a elas, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal, por intermédio da ANEEL, e/ou nos termos das autorizações concedidas às companhias do grupo CEMIG, conforme o caso. A ANEEL poderá nos impor penalidades caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive aquelas relativas à

observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

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

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do prazo da concessão, no caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação, por razões de interesse público. Pode ainda intervir nas concessões com o fim de assegurar a adequação na prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das disposições contratuais, regulamentares e legais pertinentes, além de interferir nas operações e receitas provenientes das operações das instalações da Companhia e de suas controladas.

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

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

A ANEEL possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as empresas de distribuição de energia elétrica cobram de seus consumidores. Tais tarifas são definidas de forma a preservar o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. O reajuste anual se destina a compensar as alterações nos custos que estejam fora da gestão da empresa, como o custo da energia elétrica para atendimento aos consumidores, encargos setoriais definidos pelo Governo Federal e encargos de transporte em função do uso das instalações de transmissão e distribuição de outras empresas. Já os custos gerenciáveis são corrigidos pelo IGPM menos um fator de eficiência, denominado Fator X. De cinco em cinco anos acontece a revisão periódica de tarifas, com o objetivo de identificar as mesmas variações nos custos citados acima, remunerar os ativos que a empresa construiu neste período, e também estabelecer um fator com base nos ganhos de escala, que será considerado nos reajustes de tarifa anuais subsequentes. A revisão extraordinária das tarifas ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Portanto, apesar de nossos contratos de concessão preverem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que nos remunerem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão.

A ANEEL possui discricionariedade para estabelecer as receitas anuais permitidas para nossas empresas de transmissão, e reajustes que resultem em redução dessas Receitas Anuais Permitidas (RAP) poderiam ter um efeito negativo significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

As RAPs que recebemos por nossas empresas de transmissão são determinadas pela ANEEL, levando em conta os termos dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL, em nome do Governo Federal. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (i) os reajustes tarifários anuais; e (ii) a revisão tarifária periódica (RTP). O reajuste tarifário anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os reajustes tarifários anuais consideram as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e as receitas do período anterior são corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao

Consumidor Amplo (IPCA). A revisão tarifária periódica acontecia a cada quatro anos, mas a Lei nº 12.783/13 alterou o período de revisão tarifária para cinco anos. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos feitos pela concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela ANEEL, levando em conta apenas o investimento que ela considera prudente e os custos operacionais que ela avalia como tendo sido eficientes por meio de uma metodologia de benchmarking desenvolvida pela utilização de um modelo de eficiência com base na comparação de dados entre as várias empresas de transmissão no Brasil. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da ANEEL, uma vez que pode deixar de incluir os investimentos feitos e pode reconhecer os custos operacionais como inferiores aos efetivamente incorridos, o que pode resultar em efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Como mencionado, nós estendemos as concessões de parte de nossas linhas de transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/13, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita que receberemos das mesmas. O Governo Federal nos compensou pela redução da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes de 2.000 ainda não foram compensados. De acordo com Lei nº 12.783/13, nós receberemos a compensação pela redução na RAP dos ativos em operação antes de 2.000 no prazo de 30 anos, corrigida pelo IPCA.

Atrasos na expansão das instalações, nos novos investimentos e nas capitalizações em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Atualmente nos dedicamos à construção de novas usinas hidrelétricas, eólicas, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações, bem como, à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir projetos de expansão, novos investimentos e as devidas capitalizações dentro do prazo e de determinado orçamento, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos enfrentar problemas diversos na fase de planejamento e construção de projetos de expansão ou de novos investimentos (exemplos: paralisações de trabalho, embargos de obras, condições geológicas e meteorológicas imprevistas, incertezas políticas e ambientais, liquidez dos parceiros, contratados e subcontratados);
- poderemos nos defrontar com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de projetos de expansão;
- nossas novas instalações poderão não operar à capacidade projetada ou os custos para sua operação poderão ser maiores do que o previsto;
- talvez não consigamos obter capital de giro adequado para financiar nossos projetos de expansão;
- poderemos enfrentar questões ambientais e reivindicações da população durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados a novos investimentos ou à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, não atingir a receita prevista relacionada a tais projetos.

Requerimentos e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa Companhia.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo proibir ou comprometer, conforme o caso, a construção e manutenção desses projetos.

A inobservância das leis e regulamentos ambientais, como a construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem uma licença ou autorização ambiental válida, poderá ter como consequência, além da obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados, a aplicação de sanções penais, civis e administrativas. Com base na legislação brasileira, penas criminais, tais como prisão e restrição de direitos, podem ser aplicadas às pessoas físicas (incluindo administradores de empresas), e penas tais como multas, restrição de

direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. Com relação às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem impor advertências e multas que variam entre R\$50 mil e R\$50 milhões, exigir a suspensão parcial ou total de atividades, suspender ou restringir benefícios fiscais, cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais, bem como nos proibir de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos poderiam afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com o Decreto Federal nº 6.848/2009 e o Decreto do Estado de Minas Gerais nº 45.175/2009, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O montante exato das medidas compensatórias será definido pela agência ambiental com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto Estadual nº 45.175/2009 (“Decreto 45.175”) também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação. O referido Decreto Estadual foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu que o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo: (i) para os projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000 (“Lei Federal 9.985”) será utilizado o valor escritural líquido, excluindo reavaliações ou, na sua falta, o valor do investimento apresentado pelo representante de tal projeto, e (ii) a compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45.175 calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Dentre os dispositivos legais passíveis de acarretar investimentos e despesas operacionais, cabe destacar o atendimento à Convenção de Estocolmo sobre os Poluentes Orgânicos Persistentes, da qual o Brasil é signatário, assumindo o compromisso internacional da retirada de uso de PCB até 2025 e a sua completa destruição até 2028 por meio do Decreto nº 5.472, de 20 de junho de 2005. O setor elétrico e a Cemig podem ser fortemente atingidos pela legislação a ser promulgada com essa finalidade, em virtude de possíveis obrigações de levantamento, substituição e destinação de equipamentos e materiais contendo substâncias incluídas na Convenção, como as Bifenilas Policloradas – PCB.

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

Podemos não conseguir implementar tempestivamente, ou sem incorrer em custos não previstos, as estratégias contidas no nosso Plano Diretor¹, com potenciais consequências adversas para nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

Nossa capacidade para atingir objetivos estratégicos depende, em grande parte, da implementação bem sucedida, tempestiva, e com boa relação custo/benefício do nosso Plano Diretor. Alguns dos fatores que podem afetar essa implementação são:

- Capacidade para gerar fluxo de caixa ou obter financiamentos futuros necessários para implementação dos projetos;
- Atrasos na entrega de equipamentos pelos fornecedores;
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações contratuais;
- Alterações significativas nos cenários econômico, regulatório, hidrológico, entre outros.

Eventuais atrasos, a exemplo dos citados, ou aumentos significativos em nossos custos podem retardar ou impedir a implementação bem sucedida de nosso Plano Diretor, o que pode implicar em resultados adversos em nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

¹ Contém o planejamento estratégico de longo prazo e os fundamentos e as metas, objetivos e resultados a serem perseguidos e atingidos pela Companhia. É revisado anualmente pela Diretoria Executiva e aprovado pelo Conselho de Administração.

É possível que a Companhia enfrente dificuldades em manter os resultados esperados no plano de negócios, quando da aquisição, de empresas que venha a adquirir ou que tenha adquirido recentemente, o que pode ser prejudicial ao seu negócio, condição financeira e resultados operacionais.

A Companhia vem adquirindo participações em empresas, e pode no futuro manter perfil de expansão dos negócios. Entretanto, é possível que a Companhia não obtenha os benefícios esperados com estas aquisições. O processo de integração de qualquer negócio adquirido pode sujeitar a Companhia a determinados riscos, tais como: despesas não previstas, não sermos capazes de integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados, potenciais atrasos relacionados à integração das operações das sociedades, exposição a potenciais contingências não esperadas, e reivindicações legais feitas ao negócio adquirido antes de sua aquisição. A Companhia pode não ser bem sucedida ao lidar com estes ou outros riscos ou problemas relacionados às operações mais recentes ou a qualquer outra operação de aquisição futura. A incapacidade da Companhia em integrar suas operações com sucesso, ou qualquer atraso significativo em alcançar esta integração pode afetá-la adversamente.

Há restrições à nossa capacidade de reinvestimento e endividamento o que pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Estamos sujeitos a certas restrições relativas à nossa capacidade de reinvestimento e captação de recursos junto a terceiros, o que poderá nos impedir de celebrar novos contratos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes e afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

No que tange ao reinvestimento, nosso Estatuto Social estabelece que podemos utilizar até 40,0% de nosso LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização), em cada exercício social, em investimentos de capital e aquisições. Nossa capacidade para implementar nosso programa de investimentos depende de diversos fatores, que incluem a capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, o acesso ao mercado de capitais doméstico e internacional, e uma gama de fatores operacionais e de outras naturezas. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos a processo licitatório regido pela Lei de Concessões (Lei nº 8.666/93).

Com relação aos empréstimos junto a terceiros: (i) na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público, emitidos pelo Conselho Monetário Nacional - CMN e pelo Banco Central do Brasil – BACEN; e também por atuarmos no setor elétrico, estamos sujeitos regras e limites estabelecidos pela ANEEL que tratam de endividamento para empresas do setor elétrico. Estes órgãos fixam certos parâmetros e sinalizadores para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a companhias do setor público ou elétrico. As empresas estatais, por exemplo, podem apenas utilizar os recursos decorrentes de transações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinarar obrigações financeiras ou em operações garantidas por duplicatas de venda mercantil. Outra determinação existente é a necessidade de aprovação do Ministério da Fazenda e do BACEN antes de realizar certas transações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da transação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Como resultado dessas regras, nossa capacidade de endividamento fica limitada; (ii) o registro de empréstimos com obrigações ou cláusulas, financeiras ou similares (covenants), pode restringir nossa flexibilidade operacional. Registramos hoje contratos de financiamento com esse perfil junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Na hipótese de descumprimento por nossa parte de uma obrigação contida em algum desses contratos de financiamento, devemos reforçar as garantias de financiamento, sob pena de ter o contrato vencido antecipadamente. No passado, descumprimos alguns covenants financeiros, com condições mais restritivas que as atuais, atrelados a operações de crédito já liquidadas. Apesar de termos sido capazes de obter renúncias de nossos credores com relação a tais descumprimentos, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obter alguma renúncia no futuro; (iii) nosso Estatuto Social expressa a obrigação de mantermos determinados indicadores financeiros, inclusive relacionados a endividamento e reinvestimento, dentro de certos limites, o que pode afetar nossa flexibilidade operacional.

A instabilidade das taxas de inflação e de juros poderá afetar adversamente nossos resultados econômicos e situação financeira.

A Companhia e suas controladas estão expostas a perdas atreladas a flutuações nas taxas de juros e inflação nacionais, em função da existência de Ativos e Passivos indexados à variação das taxas SELIC, CDI e dos índices IPCA e IGP-M.

Um aumento significativo nas taxas de juros ou inflação teria um efeito adverso sobre nossas despesas financeiras e resultados financeiros como um todo. Por outro lado, uma redução representativa da CDI ou da inflação pode afetar negativamente a receita gerada dos nossos investimentos financeiros e correção do saldo relativo aos ativos financeiros da concessão².

A redução na nossa classificação de risco de crédito pode afetar de modo adverso a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar nosso custo de capital.

As agências de classificação de risco de crédito Fitch Ratings, Moody's, e Standard and Poor's atribuem, cada uma, notas (*Rating*) à Companhia e seus títulos de dívida sob as perspectivas nacional e global.

Os Ratings refletem, entre outros fatores: a perspectiva para o setor elétrico brasileiro, as condições hídricas do país, a conjuntura política e econômica, risco país, e a nota de classificação de risco e perspectivas para o controlador da Companhia, o Estado de Minas Gerais. Caso nossos Ratings sejam rebaixados devido a qualquer fator externo, desempenho operacional ou níveis de dívida elevados, um cenário possível seria a elevação do custo de capital e/ou inclusão de covenants financeiros nos instrumentos que regulem novas dívidas. Além disso, nossos resultados operacionais, financeiros, e a disponibilidade de financiamentos futuros poderiam ser adversamente impactados.

Um quadro de deficiência de capital de giro pode implicar em efeitos adversos para nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Em 2014 o Passivo Circulante Consolidado superou o Ativo Circulante Consolidado em decorrência, principalmente, de novos financiamentos obtidos com vencimento no curto prazo para viabilizar o Programa de Investimentos da Companhia e da maior saída de caixa no negócio de distribuição de energia elétrica para pagamento das obrigações com compra de energia, devido ao aumento do preço médio decorrente do maior despacho de usinas térmicas.

A persistência, em 2015, de um contexto de deficiência de capital de giro que pode decorrer principalmente (i) da necessidade de captação de curto prazo para viabilizar nossos programas de investimento; (ii) de maiores desembolsos para honrar com as obrigações de compra de energia, que podem ser elevadas no caso de persistência do quadro de escassez hídrica no Brasil; pode ter efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

É importante ressaltar ainda que grande parte da nossa dívida (39,16%) vence no ano de 2015, concentrada em operações de notas promissórias. Apesar de frequentemente captarmos recursos no mercado de capitais, não podemos assegurar que seremos capazes de obter recursos tempestivamente ou em condições adequadas de custo e prazo para o seu pagamento.

Nossos processos de Governança, Gestão Riscos e Compliance podem falhar em evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou efeitos adversos aos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Nossa Companhia está subordinada a diferentes estruturas regulatórias, tais como: (i) as Leis e regulações do setor elétrico brasileiro, como a Lei nº 10.848/04, regulações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, entre outras; (ii) as Leis e regulações que se aplicam a empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei nº 6.404/76, regulações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, entre outras; (iii) as Leis e regulações que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei nº 8.666/93 (“Lei de Licitações”), entre outras; (iv) e as Leis e regulações que se aplicam às empresas que tem títulos negociados no mercado de capitais americano, como a Lei *Sarbanes-Oxley* – SOX, o *Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA, regulações da *Security Exchange Commission* – SEC, entre outras.

Devido à participação majoritária do Governo Estadual em nossa estrutura acionária, somos requeridos a contratar a maior parte de nossas obras, serviços, inclusive de publicidade, compras, alienações e locações por meio

² Referem-se à infraestrutura investida que será objeto de indenização do Poder Concedente, durante o período e ao final das concessões, conforme previsto no marco regulatório do setor elétrico e nos contratos de concessão de transmissão e distribuição assinados entre a Cemig e suas controladas com a ANEEL.

de licitações e contratos administrativos, normatizados pela Lei de Licitações e outras complementares. Além disso, operamos em um setor onde há um uso intenso de licitações e contratos administrativos de grande valor e com um grande número de fornecedores e clientes, o que nos expõe a riscos de fraude e improbidade administrativa inerente a estas formas de contratação.

O Brasil vem nos últimos anos intensificando e aprimorando sua legislação e estruturas referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e ao combate às práticas de corrupção. A Lei nº 12.846/13 estabeleceu a responsabilidade objetiva às empresas brasileiras que venham cometer atos contra a administração pública nacional ou estrangeira, entre os quais estão inclusos aqueles relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou duras penas às empresas punidas.

Nossa Companhia tem estruturas e políticas de prevenção e combate à fraude e corrupção, auditoria e controles internos, além de adotar as recomendações de Melhores Práticas de Governança Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC e do *framework COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)*. No entanto, nossos processos de Governança, Gestão de Riscos e *Compliance*, podem não ser capazes de evitar futuras violações às Leis e regulações a que estamos sujeitos, aos nossos mecanismos de controles internos, a nossa Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, ou ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestidade por parte de nossos funcionários, pessoas físicas e jurídicas contratadas e outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público. O descumprimento de Leis e regulamentos, além de outras normas, pode implicar em multas, perdas de licenças, danos à nossa reputação e significativos prejuízos financeiros.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

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

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

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendos anuais obrigatórios equivalentes a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido do exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no seu pagamento. O nosso Estatuto Social também dispõe que o dividendo anual mínimo e obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais deve ser equivalente a, pelo menos, 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às mesmas, o que for maior, caso os 50% do nosso lucro líquido não ultrapassem esse montante. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à Assembleia Geral Ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia dada pelo Governo do Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, será devido dividendo mínimo anual de 6% a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004, exceto aos detentores públicos e governamentais, caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira, bem como os de nossas controladas.

Em 31 de dezembro de 2014, a totalidade dos nossos recebíveis vencidos devidos por consumidores finais, desconsiderando a provisão para créditos de liquidação duvidosa, era de aproximadamente R\$ 2.688 milhões, correspondentes a 13,76% da nossa receita líquida consolidada em 2014 e nossa provisão para créditos de liquidação

duvidosa era de R\$ 650 milhões. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas em atraso de nossos consumidores que vier a superar a provisão por nós constituída, poderá causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

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

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

Podemos incorrer em prejuízos relativos a processos judiciais pendentes.

Somos réus em diversos processos judiciais e administrativos de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, regulatória, dentre outros. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de indenizações e reparações em dinheiro e obrigações de fazer. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa Companhia. As demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências no montante em R\$ 755 milhões em 31 de dezembro de 2014, para ações cuja expectativa de perda foi considerada mais provável que improvável. Adicionalmente, na hipótese de as nossas provisões legais serem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderá causar um efeito adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Exceto para o ramo aeronáutico, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Nós entendemos que o risco de ocorrência de um evento que ocasione o acionamento de uma cobertura de responsabilidade civil por um terceiro é pequeno. Foram realizados estudos específicos sobre o assunto que comprova a baixíssima probabilidade de ocorrências desta natureza. Desta forma a Cemig não solicitou proposta, tampouco contratou, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações.

Os seguros contratados pela Companhia podem ser insuficientes para ressarcir eventuais danos.

Mantemos apenas Seguro contra Incêndio, Aeronáutico e Riscos Operacionais, tais como danos em equipamentos, além daqueles compulsórios por determinação legal, como Seguro de Transporte de bens pertencentes a pessoas jurídicas. Não podemos garantir que os seguros contratados são suficientes para cobrir integralmente quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso dos nossos negócios ou que esses seguros continuarão disponíveis no futuro. A ocorrência de sinistros que ultrapassem o valor segurado ou que não sejam cobertos pelos seguros contratados poderá nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que poderão resultar em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Riscos Relativos ao Brasil

Instabilidades políticas no Brasil podem ter efeitos na economia e nos afetar.

Há expectativa que 2015 seja um ano de baixo crescimento econômico no Brasil e também de medidas antipopulares, que tenham o objetivo de promover ajustes macroeconômicos para a retomada do crescimento brasileiro.

Quando a conjuntura econômica é ruim a população tende a ser menos favorável ao governo. No ano de 2015, uma baixa favorabilidade da população ao governo pode implicar em instabilidades políticas no Brasil, o que pode por sua vez resultar em queda da credibilidade das instituições públicas. Além disso, o país sofre com os desdobramentos públicos de irregularidades que estão sendo investigadas em importantes empresas brasileiras o que pode acarretar uma significativa piora nos mercados. Além disso, a incerteza em relação às investigações em curso sobre alegações de corrupção em determinadas empresas públicas e outras empresas brasileiras podem também afetar a confiança dos investidores e do público em geral.

Instabilidades políticas e perda de confiança dos investidores pode ter um impacto adverso sobre a economia brasileira e sobre o mercado de capitais brasileiro, o que, por sua vez, poderia afetar adversamente o preço de mercado dos títulos de empresas de capital aberto brasileiras, incluindo nossas ações preferenciais e ordinárias e ADSs, bem como o acesso das empresas brasileiras aos mercados de capitais internacionais. Além disso, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos poderia fazer com que reavaliássemos nossa estratégia.

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

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

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

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos enfrentar aumento de custos. Levando em conta o sistema de governo presidencialista brasileiro, e a considerável influência do poder executivo, não é possível prever se o Governo atual ou quaisquer sucessores terão um efeito adverso sobre a economia brasileira e, conseqüentemente, sobre os nossos negócios.

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

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

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetariam de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA as taxas de inflação anuais brasileiras em 2012, 2013 e 2014 foram 5,84%, 5,91% e 6,41% respectivamente. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

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

Praticamente a totalidade das despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa capacidade de

acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente o valor das remessas de dividendos ao exterior, bem como, o preço de mercado das ADSs.

Muitos fatores macroeconômicos, nacionais e globais, têm influência sobre a taxa de câmbio. Neste contexto, o Governo Brasileiro, por meio do Banco Central do Brasil, já interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirão por meio de um sistema de banda cambial ou outros recursos.

Sendo assim, o real poderá flutuar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas no futuro. Essa instabilidade poderá afetar adversamente o equivalente em Dólares norte-americanos ao preço de mercado das nossas ações, e por consequência de nossas ADSs, ordinárias e preferenciais, bem como das remessas de dividendos ao exterior.

Para mais informações veja a seção “Taxas de câmbio” – inserido na Parte I, Item 3 - Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas.

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

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

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

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

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

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. Em 2014, a Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros), ou BM&FBovespa, a única bolsa de valores do Brasil na qual as ações são negociadas, teve capitalização anual de aproximadamente R\$1,81 trilhões e média diária de volume de negociações de aproximadamente R\$7,29 bilhões no ano findo em 31 de dezembro de 2014.

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

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e pelas normas da CVM, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam, caso nossa Companhia tivesse sido constituída em jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Adicionalmente, os direitos de um detentor de uma ADS, que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir segundo a Lei Brasileira de Sociedade por Ações das normas de outras jurisdições. Normas contra “insider trading” e “self-dealing”, bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, poderão também ser diferentes no Brasil em relação às normas dos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

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

O investidor poderá ser adversamente afetado pela imposição de restrições à remessas para investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão do Real (R\$) em moedas estrangeiras. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias do Real para Dólares Americanos (US\$). Não podemos garantir que o Governo Federal do Brasil não tomará medidas restritivas no futuro.

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

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, determina que a venda de ativos localizados no Brasil está sujeita à tributação no Brasil, independente de esta venda ocorrer dentro ou fora do país. Esta regra é válida tanto para o caso em que o vendedor não seja residente do Brasil e o comprador seja um residente do Brasil, quanto para a situação em que ambos residam em outro país.

Não existe uma instrução clara relativa à aplicação da Lei nº 10.833/03. Desta forma, somos incapazes de prever se os tribunais brasileiros decidirão se ela é aplicável em situações de venda das nossas ADSs de ações preferenciais ou ordinárias entre comprador não residente no Brasil e vendedor residente ou não residente no Brasil. Entretanto, na ocorrência da venda de ativos ser interpretada de modo a incluir uma venda de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, a aplicação dessa lei tributária resultaria, conseqüentemente, na imposição de imposto de renda na fonte nas vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias por um não residente a um residente ou não residente no Brasil.

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

Todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Substancialmente nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Em decorrência disso, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citá-los nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa Companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições.

Para que uma sentença proferida fora do Brasil possa ser executada no Brasil, há necessidade de que a mesma seja homologada pelo Supremo Tribunal Federal, conforme disposto no regimento interno do referido Tribunal, observando os requisitos dos artigos 15 e 17 da Lei de Introdução às normas de Direito Brasileiro.

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

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares americanos do Brasil a outros países para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada.

Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, ele terá direito de continuar a se basear, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Subsequentemente, o investidor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares americanos ao exterior quando da alienação das ações ou distribuições atinentes às ações, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2.000, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso o investidor não obtenha tal certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação às ações preferenciais ou ações ordinárias. Se o investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, ele poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos significativos no processo de requerimento.

A obtenção de certificado de registro envolve burocracia significativa, incluindo o preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos perante o Banco Central e a Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A fim de concluir esse processo, o investidor usualmente necessitará contratar um consultor ou advogado que tenha experiência em normas do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderá causar impacto desfavorável sobre a capacidade do investidor de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais ou ações ordinárias no exterior ou de receber repatriamento de seu capital tempestivamente.

Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias no custodiante e tomar por base o certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado.

Em consequência da emissão de novas ações, venda de ações por parte dos acionistas existentes, ou ainda da percepção de que aludida venda possa ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e, como consequência, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto e as ADSs de ações ordinárias só podem votar por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs representativas de ações preferenciais não tem direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito específicas. Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo o direito limitado de voto. Os detentores de nossas ADSs representando ações ordinárias não estão habilitados a votar em nossas assembleias gerais de acionistas, exceto por procuração por meio do envio de instrução de voto ao depositário. Em circunstâncias em que não houver tempo hábil para o envio do formulário com instruções de voto ou em caso de omissão no envio da instrução de voto ao depositário, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

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

Com a finalidade de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais, a Cemig Geração e Transmissão S.A., aqui designada como Cemig Geração e Transmissão, e Cemig Distribuição S.A., aqui designada como Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão e distribuição de energia elétrica, respectivamente.

A Companhia contribuiu para a instalação de importantes empresas em Minas Gerais, como a Mannesman, empresa siderúrgica que produzia tubos sem costura, devido à garantia do Governo Estadual de que a Companhia poderia suprir sua demanda de energia (à época, metade do consumo de todo o Estado de Minas Gerais).

Na década de 1950, foram inauguradas as três primeiras usinas hidrelétricas construídas pela Companhia, quais sejam, Tronqueiras, Itutinga e Salto Grande.

A partir de 1960, a Companhia iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, no mesmo período, foi formado o Consórcio Canabira, composto por um grupo de técnicos canadenses, americanos e brasileiros, que realizou, entre 1963 e 1966, a identificação e avaliação do potencial hidráulico de Minas Gerais. À época, o estudo já estava alinhado com a ideia de desenvolvimento sustentável e revolucionou o enfoque de construção de usinas no País, além de definir os projetos que garantiriam a energia no futuro.

Na década de 1970, a Companhia assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, incorporando a Companhia Força e Luz de Minas Gerais, e retomou os projetos de construção de grandes usinas. Em 1978, a Companhia inaugurou a Hidrelétrica São Simão, sua maior hidrelétrica à época. Nessa década, a transmissão de energia havia dado um grande salto: 6 mil quilômetros de linhas distribuídas pelo Estado de Minas Gerais.

No início da década de 1980, foi criado o Programa Minas-Luz, uma parceria entre a Companhia, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e Governo Estadual, visando a ampliar o atendimento a populações de baixa renda no campo e nas periferias urbanas, inclusive nas favelas. Em 1982, foi inaugurada a hidrelétrica Emborcação, no Rio Paranaíba, a segunda maior hidrelétrica da Companhia à época, que, em conjunto com a hidrelétrica de São Simão triplicou a capacidade de geração da Companhia. Em 1983, a Companhia instalou a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento de uma política específica de proteção ambiental, permitindo que alternativas energéticas, como a energia eólica e a solar, a biomassa e o gás natural, tornassem-se objeto de pesquisas pela Companhia.

Em 1986, foi criada a Companhia de Gás de Minas Gerais - Gasmig, uma subsidiária voltada para a distribuição de gás natural. Em 18 de setembro do mesmo ano, a Companhia teve sua denominação alterada de Cemig – Centrais Elétricas de Minas Gerais para Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig. A mudança refletiu a ampliação da atuação da Companhia por meio de múltiplas fontes de energia. Ao final da década de 1980, a Companhia distribuía energia para 96% do território do Estado de Minas Gerais, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

Nos anos 1990, mesmo durante o período de crise econômica, de acordo com dados da Companhia, a Companhia atingiu aproximadamente 5 milhões de consumidores, fazendo 237 mil novas ligações em apenas um ano – um recorde em sua história. Ainda nos anos 1990, a Companhia passou a construir hidrelétricas em parceria com a iniciativa privada, por meio da qual foi construída, por exemplo, a Usina Hidrelétrica Igarapava, situada no Triângulo Mineiro, que entrou em operação em 1998.

No ano 2000, a Companhia foi incluída pela primeira vez no Índice *Dow Jones* de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo nos últimos anos, consagrando a integração dos três pilares da sustentabilidade empresarial: econômico, social e financeiro. Além disso, o ano de 2000 foi marcado pela construção simultânea das hidrelétricas Porto Estrela, Queimado e Funil e pela superação da marca de 5 milhões de consumidores, de acordo com dados da Companhia.

Em 2001, a Companhia iniciou a construção de 12 usinas hidrelétricas e intensificou os investimentos nos sistemas de distribuição e transmissão. No mesmo ano, as ações da Companhia passaram a ser negociadas diretamente na Bolsa de Valores de Nova Iorque (*New York Stock Exchange – NYSE*).

Em 2002, a Companhia atingiu, de acordo com seus dados, a marca de 6 milhões de consumidores e iniciou a construção da Usina Hidrelétrica Irapé, no Vale do Jequitinhonha. Adicionalmente, no mesmo ano, as ações da Companhia começaram a ser negociadas na Latibex, segmento da Bolsa de Valores de Madri.

Em 2003, a Companhia iniciou a construção simultânea de diversas hidrelétricas para enfrentar o racionamento de energia e implementou núcleos de excelência em climatologia, geração termelétrica, eficiência energética e energias renováveis.

O ano de 2004 apresentou grandes desafios para a Companhia: a entrada em vigor do novo marco regulatório e, principalmente, o processo de desverticalização de suas atividades de distribuição, geração e transmissão. No ano subsequente, em virtude do processo de desverticalização, a Companhia passou a ser organizada como uma *holding*, com duas subsidiárias integrais: a Cemig Distribuição e a Cemig Geração e Transmissão.

Em 2006, mais de 230 mil novas ligações foram realizadas em Minas Gerais e o investimento em preservação ambiental chegava a quase R\$60 milhões. A Usina Irapé foi inaugurada em julho e a Companhia passou a atuar em outros Estados, por meio da aquisição do controle da Light S.A. (“Light”), situada no Estado do Rio de Janeiro, e da Transmissoras Brasileira de Energia - TBE, que opera linhas de transmissão no Norte e Sul do Brasil. Além disso, foi iniciada a construção de uma linha de transmissão no Chile.

Em 2008, a Companhia adquiriu participação societária em parques eólicos do Ceará, com potência total de aproximadamente 100 MW. Participou também do consórcio empreendedor do projeto de geração Santo Antônio, no Rio Madeira.

Em abril de 2009, a Companhia adquiriu a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”). No mesmo ano, a Companhia ampliou sua participação no segmento de transmissão de energia elétrica com a aquisição de participações nas seguintes sociedades:

- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE,
- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP,
- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE,
- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE e
- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE.

Dessa forma, a Companhia aumentou de 5,4% para 12,6% sua participação no mercado de transmissão de energia elétrica e se tornou a terceira maior transmissora do Brasil em receita anual permitida (RAP), de acordo com dados da ANEEL.

Em dezembro de 2009 a Companhia celebrou com a Andrade Gutierrez Concessões S.A., um Contrato de Compra e Venda de Ações para adquirir até 13,03% da participação acionária desta empresa na Light. Esta aquisição foi aperfeiçoada em 2010, iniciando o processo de consolidação no Grupo de Controle da Light.

Ainda em 2009, a Companhia completou 10 anos consecutivos de participação no Índice *Dow Jones* de Sustentabilidade, sendo eleita a líder mundial em sustentabilidade do supersetor de *utilities*. A Companhia se mantém como a única empresa do setor elétrico da América Latina a fazer parte desse índice desde sua criação.

Em 2010, a Companhia e a Light firmaram parceria para o desenvolvimento da tecnologia *smart grid*, redes elétricas inteligentes que irão permitir a melhoria na eficiência operacional e a redução das perdas comerciais. Foi também neste ano que a Companhia foi selecionada para receber, pela segunda vez consecutiva, o status de *Prime (B-)* pela *Oekom- Research*, agência alemã de *rating* de sustentabilidade. No mesmo ano, a CEMIG Geração e Transmissão celebrou com a Light contrato para a aquisição de ações representativas de 49% do capital social da Lighter S.A., sociedade de propósito específico detentora da autorização para exploração da Pequena Central Hidrelétrica Paracambi.

Em 2011, a Companhia adquiriu ativos relevantes de geração e transmissão de energia elétrica, dentre os quais destacam-se:

- (i) a aquisição de ações representativas de 50% do capital social da União de Transmissora de Energia Elétrica S.A. – UNISA, a qual é titular de quatro ativos na área de transmissão de energia elétrica, da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.;
- (ii) aquisição de ações através da Amazônia Energia S.A. (Cemig 74,5% e Light 25,5%) de 9,77% da Norte Energia S.A., que é detentora da concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no estado brasileiro do Pará. A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas explorações totais, aumentando no Brasil a nossa participação de mercado na geração de energia elétrica de 7% para 8%; acrescentando 280 MW à capacidade total de geração da Light;
- (iii) a aquisição do controle acionário da Renova Energia S.A., que há 11 anos atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas; e
- (iv) a participação em quatro PCHs em Minas Gerais.

Em 2012, a TAESA concluiu com a Abengoa a aquisição dos 50% remanescentes do capital social da UNISA. No mesmo ano, a Companhia concluiu a consolidação de seus investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, mediante a transferência de ativos desse setor para a TAESA. Ainda em 2012, a Companhia foi selecionada pela oitava vez consecutiva para compor a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa.

Também em 2012, a Cemig iniciou as seguintes atividades:

- instalação do Centro Integrado de Medição (CIM), visando aprimorar os processos de faturamento e perdas e contribuir para a operação e planejamento do sistema elétrico. Contando com aparelhos de alta tecnologia, o centro é o primeiro passo para a arquitetura das redes inteligentes;
- junto com a Empresa de Informática e Informação do Município de Belo Horizonte S/A – Prodabel, a Cemig vem promovendo a inclusão digital em comunidades carentes da Capital.

Atividades referentes às subsidiárias e controladas no ano de 2013:

- Parati realizou uma oferta pública para aquisição de ações com o objetivo de cancelar o registro de companhia aberta da Redentor Energia S.A. e sua saída do segmento de listagem Novo Mercado. Como resultado desta oferta pública, a Redentor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permanecendo listada no segmento tradicional na BM&FBovespa.;
- Cemig GT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças com a Petróleo Brasileiro S.A., para a aquisição de 49% das ações ordinárias da BRASIL PCH e Acordo de Investimento com Renova Energia S.A, RR Participações S.A., Light Energia S.A. e CHIPLEY, tendo como objetivo regular a entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova Energia, bem como a estruturação da CHIPLEY, sociedade com participação da Cemig GT e da RENOVA, para o qual foi cedido o CCVA Brasil PCH;
- Criação, na Renova Energia S.A., de 3 SPEs de Geração Eólica, com 99,99% de participação: são elas as Centrais Eólicas Itapuã VIII, Itapuã XIII e Itapuã XIX.
- Cemig Capim Branco Energia S/A, concluiu a aquisição de 30,3% de participação na Sociedade de Propósito Específico – SPE “Epícares Empreendimentos e Participações Ltda”, correspondendo a uma participação adicional de 5,42% no Consórcio Capim Branco Energia;
- Madeira Energia S.A. – MESA conta com aportes de recursos dos seus acionistas, bem como linhas de crédito, empréstimos e financiamentos com perfis de longo prazo;

- Gasmig investe para expansão de rede de distribuição e crescimento do GNC e no segmento residencial;
- Por deliberação do Conselho de Administração da Cemig, foi autorizada a dissolução da Cemig Serviços S.A. A extinção na JUCEMG e a baixa do CNPJ ocorreram em agosto e novembro/13, respectivamente;
- Distrato Social do Consórcio de Exploração POT-T-603;
- Aquisição pela EATE da participação da Orteng nas Transmineiras (Companhia Transleste de Transmissão, Companhia Transirapé de Transmissão e Companhia Transudeste de Transmissão);
- Transferência de investimento da TAESA da Cemig GT para a Cemig Holding. Os titulares de debêntures das 2ª e 3ª emissões da CEMIG GT anuíram à redução do Capital Social da Cemig GT em decorrência da transferência das ações de emissão da TAESA para a Cemig Holding, conforme anuência da ANEEL;
- TAESA tem êxito na disputa pelo Lote “A” do Leilão ANEEL 013/2013, constituindo, em decorrência, a Mariana Transmissora de Energia Elétrica S.A. (linha de transmissão de energia elétrica de 500 kV);
- Criação da empresa Aliança Geração de Energia S.A., que será uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pela Cemig GT e Vale S.A. em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica;
- Negociação para aquisição da Cemig GT, de 49% de participação da futura empresa Aliança Norte Energia Participações S.A., que deterá a participação dos 9% da Norte Energia S.A. pertencentes à Vale S.A.

Atividades referentes às subsidiárias e controladas no ano de 2014:

- Criação, na Renova Energia S.A., de 9 SPEs de Geração Eólica, com participação de 99%;
- Criação, na Guanhães Energia S.A., de 4 SPEs de Geração hidráulica, com participação de 100%;
- Criação na Cemig Holding da subsidiária integral Cemig Overseas S.L, com sede na Espanha;
- Criação, na Light Energia S.A., da subsidiária integral Lajes Energia S.A.;
- Aquisição de participação acionária detidas pela Andrade Gutierrez Participações S.A. e posteriormente pela SAAG Investimentos S.A. na Madeira Energia S.A. Inclusão, na Cemig GT, do Fundo de Investimentos em Participações Malbec, da Parma Participações S.A. e do Fundo de Investimentos em Participações Melbourne, com participações diretas e do FIP Melbourne, pela aquisição de 83% de participação na SAAG Investimentos S.A., que participa com 12,4% da Madeira Energia S.A., que participa integralmente da Santo Antônio Energia S.A.;
- Criação, pela Renova Energia S.A., de 17 SPEs de Geração Eólica;
- Criação, na Light S.A., da SPE Energia Olímpica, com 50,10% de participação, que tem como objeto a construção e implantação da subestação Vila Olímpica e de duas linhas subterrâneas de 138 kV;
- Associação com a Gás Natural Fenosa para a criação da empresa Gás Natural do Brasil S.A., que será uma plataforma de consolidação de ativos e investimentos em projetos de gás natural;
- Alienação da totalidade de participação da Light no capital social de CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos S.A.;
- Aquisição de 40% de participação da subsidiária Gaspetro na Companhia de Gás de Minas Gerais, aumentando a participação da Cemig para 99,57% do capital total da Gasmig;
- Criação, na Renova Energia, do Consórcio Renova Moinhos de Vento, com participação de 99,99%;
- Alteração na composição acionária das empresas STC e ERTE (TAESA)
- Criação da CEMIG Participações Minoritárias S.A., como subsidiária integral;
- Aquisição da Retiro Baixo Energética S.A. pela Cemig GT, com 49,9% de participação, cujo objeto é a exploração do potencial de energia hidráulica no Estado de Minas Gerais;

- Criação do Consórcio Projeto SLT na Cemig GT, com 33,33% de participação, cujo objetivo é viabilizar a administração e contabilização das contratações de consultores jurídico, ambiental, técnico e quaisquer outros consultores externos necessários à elaboração dos estudos para aferição de atratividade da Usina Hidrelétrica São Luiz do Tapajós, localizada no Estado do Pará;
- Entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova Energia S.A.;
- Diluição da participação da Light na Renova Energia S.A. (entrada da Cemig GT no bloco de controle);
- Alteração na participação do capital social da ERTE (TAESA);
- Constituição de 2 Subholdings pela Renova Energia S.A. denominadas Diamantina Eólica Participações S.A. e Alto Sertão Participações S.A., com 99,99% de participação. Tem por objeto social a participação no capital de outras sociedades, na área de geração de energia e na comercialização de energia elétrica;
- Exclusão do Consórcio Cosama na Cemig GT;
- Exclusão da participação de 40,00% da Cemig Geração e Transmissão na Chipley SP Participações e alteração do percentual de participação da Renova Energia, 99,99%.

Atividades referentes às subsidiárias e controladas no ano de 2015:

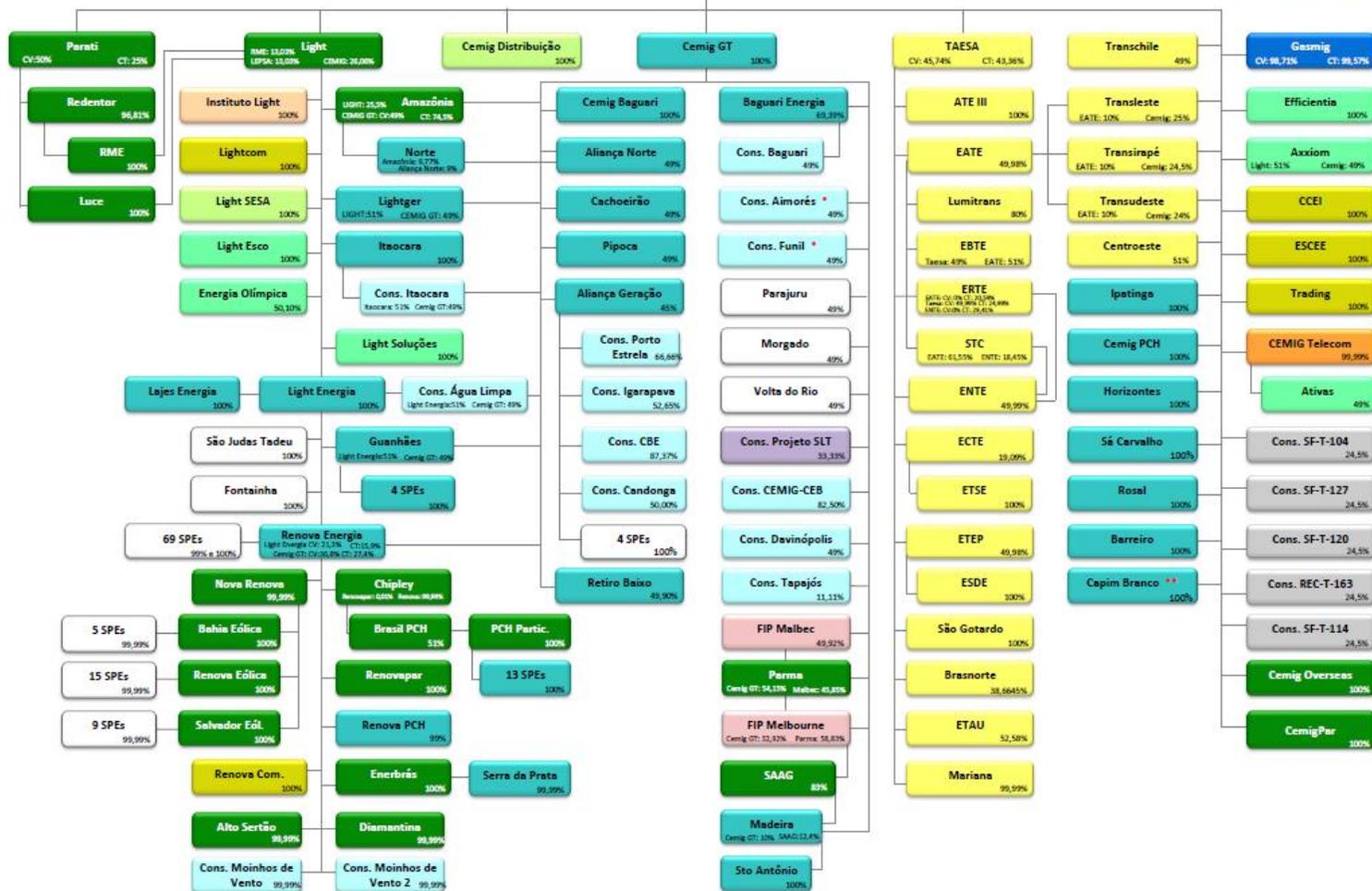
- Criação, na Renova, do Consórcio Renova Moinhos de Vento 2, com 99,99% de participação;
- Exclusão da EBL Companhia de Eficiência Energética S.A., de participação da Light Esco Prestação de Serviço S.A.;
- Transferência de ativos para Aliança Geração de Energia S.A.;
- Reestruturação societária da CEMIG Capim Branco Energia S.A.;
- Aquisição dos 49% de participação da Aliança Norte Energia Participações S/A, detentora da participação de 9% da Norte Energia S/A, ou NESÁ (Belo Monte), pertencentes à Vale, o que correspondente a uma participação indireta de 4,41% na NESÁ.

As sociedades constituídas no Brasil a seguir descritas são as nossas principais subsidiárias e controladas, que foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras, sendo as controladas em conjunto por equivalência patrimonial.

GRUPO CEMIG
209 Sociedades, 20 Consórcios e 2 FIPs

Companhia Energética de Minas Gerais

Posição em 31 de março de 2015



Legenda

- 22 Holdings e Subsídios
- 43 Empresas de Geração
- 207 Empresas de Geração (CEB)
- 21 Empresas de Transmissão
- 2 Empresas de Distribuição
- 1 Empresa de Distribuição de Gás
- 1 Empresa de Telecomunicações
- 5 Empresas de Comercialização
- 6 Empresas de Serviços
- 1 Empresa em Fase Lucrativa
- 24 Consórcios de Geração
- 2 Fundos de Investimento em Participações
- 5 Consórcios de Gás
- 1 Consórcio de Sociedade

CV = Capital Votante

CT = Capital Total

* Consórcios em processo de baixa na Receita Federal. Os ativos foram transferidos para a Aliança Geração de Energia S.A.

** Sociedade em processo de baixa na Receita Federal. Foi incorporada pela Cemig GT, cujas participações na Epicurus e no Consórcio foram aportadas na Aliança Geração de Energia S.A.

Fonte: Superintendência de Controle Empresarial das Controladas e Coligadas, Avaliação e Gestão de Desenvolvimento de Negócios - CN

A partir de janeiro de 2013, conforme pronunciamento contábil IFRS 11 – Negócios em conjunto, a Companhia passou a contabilizar pelo método de equivalência patrimonial todas as suas participações em entidades onde detém o controle em conjunto, não mais utilizando o método de consolidação proporcional.

Nossas principais subsidiárias e sociedades controladas em conjunto incluem:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Cemig GT”): participação de 100%, que realiza atividades geração e transmissão;
- Cemig Distribuição S.A. (“Cemig D”): participação de 100%, que realiza atividades de distribuição de energia;
- Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”): controlada em conjunto, com participação de 99,57%, adquire, transporta, distribui e vende gás natural;
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“Taesa”): controlada em conjunto, com participação direta de 43,36% no seu capital social total e 45,74% no capital votante. Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 11 Estados do País;
- Light S.A.: controlada em conjunto, com participação direta de 26,06% e indireta de 6,42% do total de seu capital. Tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista, e a exploração, direta ou indiretamente, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como de outros serviços correlatos;
- Renova Energia S.A.: controlada em conjunto, com participação direta de 27,37% do capital social total e 36,62% do capital social votante. Sociedade de capital aberto, atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas. A Renova Energia é detentora do maior complexo eólico da América Latina, localizado na Região Central da Bahia.

Estratégia

A nossa visão e meta são consolidar nesta década nossa posição como o maior grupo do setor de energia elétrica do Brasil, com presença no setor de gás natural, tornando-se líder mundial em sustentabilidade, admirado pelos clientes e reconhecido por nossa solidez e performance.

A fim de concretizar a nossa visão do futuro e de seguir o nosso Plano Estratégico de Longo Prazo, temos os seguintes objetivos:

- Lutar para ser líder nacional nos mercados em que atuamos, com foco na participação de mercado;
- Lutar pela eficiência operacional na gestão de ativos;
- Ser uma das companhias mais atraentes para os investidores;
- Ser uma referência em gestão empresarial e governança;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para a nossa atividade;
- Ser uma referência em sustentabilidade social, econômica e ambiental.

Em 2014 e nos 4 últimos anos, sua capacidade instalada apresentou crescimento constante. A atuação da Cemig em relação às mudanças climáticas está alinhada à sua estratégia de negócios por meio do compromisso intitulado “10 iniciativas para o clima”. Publicou o Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa verificado por auditoria independente. Crescer envolvendo todos os seus públicos de relacionamento é a estratégia de responsabilidade social da Cemig que está presente em mais de 774 cidades e 23 Estados do Brasil, e leva energia de qualidade a milhões de brasileiros.

Fomos parte em várias operações nos últimos anos, que incluem, entre outras, as seguintes:

Aquisições envolvendo a Light e Parati

Em 12 de maio de 2011, nossa subsidiária Parati S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica (“Parati”), uma sociedade de propósito específico não listada, constituída em outubro de 2008, tendo como objeto social a participação no capital social de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, adquiriu do Fundo de Investimento em Participações (“FIP PCP”) 54,08% do capital social total da Redentor Energia S.A., que detém indiretamente 13,03% do capital social da Light, através da sua subsidiária RME - Rio Minas Energia Participações S.A.

Em 7 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Enlighted Partners Venture Capital LLC 100% de suas participações na Luce LLC (“Luce”), proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações (“FIP Luce”), que detém indiretamente 13,03% da totalidade das ações da Light, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A. (“LEPSA”). Com essa aquisição, a Parati, que já indiretamente detinha 7,05% do capital total e votante da Light S.A., tornou titular indireta de 16,82% do capital total e votante da Light.

Em 28 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Fundação de Seguridade Social Braslight (“Braslight”) a totalidade das quotas do Braslight na FIP Luce. O montante recebido pela Braslight pela venda foi de R\$172 milhões. Assim, a Parati passou a ser titular de 100% das quotas do FIP Luce e, indiretamente, titular do equivalente a 20,08% do capital votante e total da Light.

Como resultado da aquisição da participação da FIP PCP e, em conformidade com as regras do Novo Mercado, o mais alto padrão de governança corporativa para as companhias listadas na BM&FBovespa, a Parati fez uma oferta pública (OPA) para adquirir as ações detidas pelos acionistas não controladores da Redentor Energia S.A., concedendo-lhes direitos semelhantes aos direitos de *tag-along*.

Em 30 de setembro de 2011, a Parati adquiriu 46.341.664 ações detidas pelos acionistas minoritários, aumentando suas participações na Redentor Energia S.A. para 96,80% do seu capital total. Os restantes 3,20%, ou 3.467.599 ações ordinárias, continuaram detidos por acionistas minoritários. Após essa operação, a Parati detém indiretamente o equivalente a 25,64% do capital votante e total da Light.

Em 31 de dezembro de 2011, a Parati detinha, diretamente, 25,64% do capital social da Light S.A. (“Light”). Nós detínhamos 25% do capital social da Parati e o Redentor Fundo de Investimento em Participações detinha 75%. Em 31 de dezembro de 2011, detínhamos uma participação total de 32,47% na Light, que incluía participação direta de 26,06% e indireta de 6,41% por meio da Parati.

Em 14 de março de 2013, a Parati S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica (“Parati”) realizou uma oferta pública (OPA) para aquisição de ações com o objetivo de cancelar o registro de companhia aberta da Redentor Energia S.A. e sua saída do segmento de listagem Novo Mercado. Como resultado desta oferta pública, a Redentor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permaneceu listada na BM&FBovespa.

Aquisição, pela Light, de participação na Guanhães Energia

Em 10 de fevereiro de 2012, a Light aprovou a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias (equivalente a uma participação de 51%) da Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) pela Light Energia, por R\$25,0 milhões (em moeda equivalente em maio de 2011, ajustada pelo IPCA até a data de fechamento da transação). A aquisição estava condicionada à aprovação prévia da ANEEL e foi aprovada pelo CADE.

Em 28 de agosto de 2012, a Light Energia assinou o Termo Definitivo de Fechamento com a Investminas Participações S.A. para a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias classe A da Guanhães Energia S.A., equivalente a 51% do seu capital social, pelo valor de R\$26,6 milhões.

Em fevereiro de 2014, inclusão na Guanhães Energia S.A. pela criação de 4 SPEs de Geração hidráulica, com participação de 100%: PCH Fortuna II S.A., PCH Jacaré S.A, PCH Dores de Guanhães S.A. e PCH Senhora do Porto S.A..

Para mais informações relativas à Guanhães Energia, ver a seção “Expansão da Capacidade de Geração”.

Aquisição, pela Light, de Participação na Renova

A Renova Energia S.A. (“Renova”) é uma companhia que produz energia a partir de fontes renováveis, focada em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs); na terminologia adotada pela Renova. A Renova prospecta, incorpora e implementa empreendimentos de energia renovável, sendo atualmente a única companhia listada na BM&FBovespa dedicada a trabalhar com fontes alternativas de energia no Brasil. Ela criou o maior complexo eólico do país, situado na região do semiárido do estado brasileiro da Bahia.

Em 19 de agosto de 2011, a Light, através da sua subsidiária Light Energia, subscreveu 50.561.797 ações ordinárias da Renova. Consequentemente, a Light Energia detém 34,85% das ações ordinárias e 25,8% do capital total da Renova. A operação incluiu uma colocação privada de ações da Renova no valor aproximado de R\$360,0 milhões, na qual os acionistas minoritários da Renova puderam participar e resultaram em um total de injeção de capital de R\$376 milhões.

As ações ordinárias subscritas pela Light Energia fazem parte do bloco de controle acionário da Renova, e representam metade das ações que fazem parte de tal bloco, com os mesmos direitos e preferências atribuídos às outras ações ordinárias emitidas pela Renova. Para tornar a operação possível, a RR Participações S.A. (“RR”) e determinados acionistas da Renova renunciaram ao seu direito de preferência a favor da Light Energia. A Light Energia e RR celebraram um acordo de acionistas que

regulamentou o exercício do direito de voto, compra e venda de ações de emissão da Renova detidas pelas partes, e seus direitos e obrigações como acionistas da Renova. A Light tem experiência na construção e exploração de projetos de geração e na venda e colocação de energia elétrica. Acreditamos que esta combinação permitiria à Renova posicionar-se como um dos maiores players em geração eólica da América Latina, com características únicas e extremamente atrativas. O acordo continha igualmente um compromisso da Light de comprar 400MW de capacidade instalada de energia fornecida pelos projetos eólicos da Renova. As companhias tinham ainda o direito de preferência na compra ou venda, conforme aplicável, da energia eólica no longo prazo. O principal objetivo dessa aquisição- era acelerar o crescimento da Renova através de uma combinação da sua própria capacidade técnica e experiência pioneira no desenvolvimento de novos projetos e negócios com a nossa própria experiência e contratos celebrados no Mercado Livre.

Em 22 de junho de 2012, um Contrato de Subscrição de Units emitidas pela Renova foi firmado entre BNDES Participações SA (“BNDESPar”), Renova, Light, Light Energia e RR, o qual regulou o investimento do BNDESPar na Renova.

Nos termos do Contrato de Subscrição de Units, a RR, a Light Energia e o InfraBrasil Fundo de Investimento em Participações cederão seus respectivos direitos de preferência decorrentes do Aumento de Capital à BNDESPAR. A BNDESPAR, por outro lado, comprometeu-se a subscrever e integralizar Units emitidas no âmbito do Aumento de Capital no valor mínimo de R\$250 milhões. Além dessa subscrição mínima, a BNDESPAR participará no rateio:

- (i) das sobras de Units remanescentes, após o prazo de exercício do direito de preferência dos outros acionistas da Renova; e
- (ii) das sobras eventualmente não subscritas pelos outros acionistas da Renova e que forem vendidas em leilão a ser realizado na BM&FBOVESPA, pelo Preço por Ação (“Garantia de Subscrição”).

Em decorrência do Investimento, a RR, a Light Energia e a BNDESPAR se obrigaram a celebrar um acordo de acionistas para assegurar à BNDESPAR os seguintes direitos:

- (i) eleição de 1 (um) membro no Conselho de Administração da Renova;
- (ii) direito de venda conjunta em caso de alienação direta ou indireta das ações da Renova detidas pela RR ou pela Light Energia; e
- (iii) direito de aderir a ofertas públicas secundárias da Renova. O Investimento não implica em alienação de controle pelos acionistas controladores da Renova (RR e Light Energia), para fins do artigo 254-A da Lei das S.A, tampouco aquisição do controle da Renova pela BNDESPAR, nos termos do artigo 256 da referida lei.

A entrada da BNDESPar na Renova proporcionou maior capacidade de negociação e financiamento para que esta fizesse os investimentos planejados até aquela data.

Devido a esta operação, a partir de 31 de dezembro de 2012, a participação da Light na Renova era de 21,99%:

Em julho de 2012, a Renova Energia inaugurou Alto Sertão I, um complexo eólico, instalado nas cidades de Caetité, Igarorã e Guanambi, região Sudoeste do Estado da Bahia, considerado o maior complexo eólico da América Latina com capacidade para gerar 294 MW, o suficiente para abastecer 540.000 casas, o complexo teve o investimento de R\$ 1,2 bilhão e é composto por 14 parques eólicos e 184 aero geradores.

Em outubro de 2012 ocorreu a homologação do aumento de capital social da Companhia, e foi concluída a operação de investimento da BNDES Participações S.A. (“BNDESPAR”) na Renova. O aumento de capital foi fechado ao preço de R\$9,3334 por ação ordinária ou preferencial, equivalente a um valor de R\$28,0002 por unit. O aumento de capital total foi de R\$314,7 milhões e a BNDESPAR aportou 82,8% do total, ou seja, R\$260,7 milhões.

O aporte de capital da BNDESPAR ocorreu mediante a subscrição do direito de preferência cedido pela RR Participações S.A., Light Energia S.A. e o InfraBrasil Fundo de Investimentos e consequentes sobras de ações.

Aquisição de participação na Brasil PCH e Acordo de Investimento com a Renova Energia SA

Em 14 de junho de 2013, a controlada Cemig GT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças com a Petróleo Brasileiro S.A (“Petrobras”), para a aquisição de 49% das ações ordinárias da Brasil PCH (“CCVA Brasil PCH”).

Em 8 de agosto de 2013 a Cemig GT celebrou Acordo de Investimento juntamente com a Renova, RR Participações S.A. (“RR”), Light Energia S.A. (“Light Energia”) e Chipley. O Acordo de Investimento teve como objetivo regular a entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova através da subscrição e integralização pela Cemig GT de novas ações que foram emitidas pela Renova, bem como a estruturação da Chipley como veículo de crescimento, com participação da Cemig GT e da Renova, para o qual foi cedido o CCVA Brasil PCH.

O preço de emissão das ações da Renova foi estabelecido em R\$16,2266 por ação ordinária, sendo a parcela do aumento do capital social da Renova a ser subscrita e integralizada pela Cemig GT de R\$1,41 bilhões, atualizados pela variação do CDI desde 31 de dezembro 2012 até a data do efetivo aumento de capital.

A operação de aquisição de participação da Brasil PCH estava sujeita aos direitos de preferência e de venda conjunta pelos demais acionistas da Brasil PCH. Findo o prazo estabelecido, nenhum acionista exerceu seu direito de preferência e somente a acionista Jobelpa S.A. (“Jobelpa”), detentora de 2% das ações da Brasil PCH, exerceu o seu direito de venda conjunta (“tag along”).

A transação foi concluída em 14 de fevereiro de 2014, com o pagamento pela Chipley do valor de R\$739,94 milhões, cujos recursos para a aquisição foram via AFAC da Cemig GT na Chipley.

Em 31 de março de 2014 a Cemig GT realizou o AFAC na Renova no valor de R\$ 810,12 milhões.

Em 29 de setembro de 2014 a Cemig GT entrou no bloco de controle da Renova Energia S.A. – Renova, com a participação de 36,6% do capital social votante e 27,4% do capital total da companhia, mediante a subscrição e a integralização de 87.186.035 ações ordinárias. Para a realização do aumento de capital, RR e Light Energia cederam os seus direitos de preferência para a CEMIG GT e o preço das novas ações ordinárias emitidas pela Renova foi de R\$ 17,7789 por ação. A operação foi realizada mediante a integralização de adiantamentos para futuro aumento de capital (“AFACs”) no valor total de R\$1,55 bilhões, realizados em 14/02/2014 (AFAC da CemigGT na Chipley – R\$ 739, 94 milhões) e 31/03/2014 (R\$ 810,12 milhões).

Acordo de Investimento com Renova Energia S.A. (“Renova”), RR Participações S.A., Light Energia S.A. e Chipley, tendo como objetivo regular a entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova, bem como a estruturação da Chipley, sociedade com participação da Cemig GT e da Renova, com participações de 40% e 59%, respectivamente, para o qual foi cedido o CCVA Brasil PCH.

Nenhum impacto relativo a esta transação foi reconhecido nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2013. Para informações relativas a essa transação registradas em 2014, veja a Nota Explicativa 14 das Demonstrações Financeiras.

Outros eventos societários com a Renova Energia S.A. em 2014 e 2015

Em janeiro de 2014, inclusão na Renova Energia S.A. de 9 SPEs de Geração Eólica, com participação de 99%: as Centrais Eólicas Bela Vista II Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista III Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista IV Ltda., as Centrais Eólicas Bela Vista V Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista VI Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista VII Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista IX Ltda.; as Centrais Eólicas Bela Vista X Ltda. e as Centrais Eólicas Bela Vista XI Ltda.;

Em abril de 2014, criação, pela Renova Energia, de 17 SPEs de Geração Eólica, com sede em Guanambi – Bahia: Centrais Eólicas Umburanas 1 Ltda., Centrais Eólicas Umburanas 2 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 3 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 4 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 5 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 6 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 7 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 8 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 9 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 10 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 11 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 12 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 13 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 14 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 15 Ltda; Centrais Eólicas Umburanas 16 Ltda e Centrais Eólicas Umburanas 18 Ltda.

Em agosto de 2014, inclusão, na Renova Energia, do Consórcio Renova Moinhos de Vento, com participação de 99,99%.

Em setembro de 2014, inclusão na Cemig Geração e Transmissão de 49,9% de participação acionária na Retiro Baixo Energética S.A., que tem como objeto a exploração do potencial de energia hidráulica localizada no rio Paraopeba, municípios de Pompeu e Curvelo, em Minas Gerais, mediante a construção, implantação, operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Retiro Baixo, que possui potência instalada de 83,7MW e energia assegurada de 38,5 MW médios. Ao final da operação a composição acionária da RBE ficou da seguinte forma: CEMIG GT com 49,9%, Furnas com 49,0% e Orteng com 1,1%.

Em outubro de 2014, inclusão da Cemig GT no bloco de controle da Renova Energia S.A., na participação no capital votante de 36,62% e no capital total de 27,37% e a consequente alteração da participação da Light Energia S.A. no capital votante, de 33,51% para 21,2%, e no capital total, de 21,86% para 15,87%. Em 27 de outubro de 2014, os membros do Conselho de Administração da Renova Energia S.A., subsidiária da Light Energia, aprovaram a homologação do Aumento de Capital no valor total de R\$1,55 bilhões, por meio da emissão de 87.196.901 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, ao preço de emissão de R\$17,7789 por ação. A participação da Light Energia na Renova passou a ser de 15,9% do capital social total e de 21,2% das ações ordinárias, ficando mantidas todas as suas ações vinculadas ao Bloco de Controle.

Em novembro de 2014, Constituição, pela Renova Energia S.A., de 2 empresas sub-holdings, denominadas Diamantina Eólica Participações S.A. e Alto Sertão Participações S.A., com 99,99% de participação, que tem por objeto social a participação no capital de outras sociedades, na área de geração de energia e na comercialização de energia elétrica.

Em janeiro de 2015, inclusão na Renova Energia S.A. do Consórcio Renova Moinhos de Vento 2, com participação de 99,99%, com objetivo exclusivo de participação em leilões.

A seguir estão demonstrados os valores justos da participação adquirida na Renova:

	Valores justos das participações adquiridas (27,37%)
Ativo	
Caixa e equivalentes de caixa	56
Contas a receber	10
Outros Ativos	94
Investimentos	205
Ativo Imobilizado	1.027
Ativo intangível	1.295
Passivo	
Passivo circulante e não circulante	(697)
Impostos diferidos	(440)
Total dos ativos líquidos	1.550

Após a homologação do referido aumento de capital, a participação da CEMIG GT na Renova passou a ser de 27,37% do capital social total e 36,62% do capital social votante, conforme quadro a seguir:

RENOVA ENERGIA	AÇÕES ON		AÇÕES PN		TOTAL DE AÇÕES	% DO CAPITAL SOCIAL TOTAL
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Bloco de controle	188.309.629	79,10	-	-	188.309.629	59,11
RR Participações	50.561.797	21,24	-	-	50.561.797	15,87
Light Energia	50.561.797	21,24	-	-	50.561.797	15,87
CEMIG GT	87.186.035	36,62	-	-	87.186.035	27,37
Outros Acionistas	49.786.482	20,90	80.408.816	100,00	130.195.298	40,89
RR Participações	9.560.093	4,02	-	-	9.560.093	3,00
BNDSPAR	9.311.425	3,91	18.622.850	23,16	27.934.275	8,77
InfraBrasil	11.651.467	4,89	23.302.933	28,98	34.954.400	10,97
FIP Caixa Ambiental	5.470.293	2,30	10.940.586	13,61	16.410.879	5,15
Outros	13.793.204	5,78	27.542.447	34,25	41.335.651	13,00
Total	238.096.111	100,00	80.408.816	100,00	318.504.927	100,00

Realização de acordo de investimento entre Renova Energia e Cemig GT para participação em novos parques eólicos

No dia 17 de julho foi celebrado um Acordo de Investimento entre a Cemig e a Renova para desenvolvimento de um projeto eólico na região de Jacobina na Bahia. Esse acordo previa a participação de 50% da Cemig no projeto. No dia 22 de outubro de 2014, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) aprovou a celebração deste Acordo do Investimento.

Para maiores informações, veja o item “14 - Investimentos” nas Demonstrações Financeiras.

Aquisição de 9,77% de participação na Norte Energia S.A.: a UHE de Belo Monte

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“Belo Monte”) é a maior usina atualmente em construção no mundo, e quando concluída terá uma capacidade instalada de 11.233 MW e Energia Assegurada na média de 4.571 MW. A operação comercial está prevista para começar em fevereiro de 2015 e o prazo da concessão é de 35 anos. A concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no estado brasileiro do Pará, pertence à Norte Energia S.A. (“Norte Energia”), que venceu o leilão realizado em abril de 2010.

A região Norte do Brasil é a principal fronteira de expansão da geração de energia hidrelétrica no Brasil, e mais de 60% do potencial hidrelétrico para expansão ainda está disponível. Assim, entendemos que a participação nesse projeto tem um valor estratégico. A Usina Hidrelétrica de Belo Monte é o segundo projeto na região em que a Cemig Geração e Transmissão participa, o primeiro sendo sua participação de 10% no consórcio para construção da Hidrelétrica de Santo Antônio no estado brasileiro de Rondônia.

A Amazônia Energia Participações S.A. (“Amazônia Energia”) é uma sociedade de propósito específico na qual os acionistas são: Light S.A., com 51% do capital votante e 25,5% do capital total; e Cemig Geração e Transmissão, com 49% do

capital votante e 74,5% do capital total. Em 25 de outubro de 2011, a Amazônia Energia assinou contratos de compra de ações com seis empresas que detinham, no total, uma participação de 9,77% na Norte Energia, conforme a seguir: (i) Construtora Queiroz Galvão S.A.: 2,51%; (ii) Construtora OAS Ltda.: 2,51%; (iii) Contern Construções e Comércio Ltda.: 1,25%; (iv) Cetenco Engenharia S.A.: 1,25%; (v) Galvão Engenharia S.A.: 1,25%; e (vi) J. Malucelli Construtora de Obras S.A.: 1%.

O preço de aquisição correspondia ao montante das injeções de capital efetuadas pelos vendedores, ajustado pelo IPCA até 26 de outubro de 2011, no montante de R\$118,69 milhões.

A operação envolvendo a participação da Amazônia Energia como acionista da Norte Energia foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da Norte Energia e pelo Conselho de Administração da CEMIG GT e o da Light. A agência reguladora brasileira de energia elétrica, a ANEEL, foi informada acerca da operação, que foi submetida ao CADE, de acordo com a Lei 8884/94.

A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas explorações totais, aumentando no Brasil a nossa participação de mercado na geração de energia elétrica de 7% para 8%; acrescentando 280 MW à capacidade total de geração da Light.

As vantagens dessa transação incluíam as seguintes: (i) os principais contratos para as obras de construção e equipamentos já foram assinados; (ii) os principais riscos associados com o projeto já foram consideravelmente atenuados; (iii) futuras injeções de capital serão diluídas ao longo de nove anos, e será aproveitado o fluxo de caixa gerado pelo próprio projeto durante os três últimos anos; (iv) os custos ambientais já foram definidos; e (v) todas as transações de vendas de energia elétrica já foram estabelecidas.

Essa aquisição não teve qualquer efeito sobre a política de pagamento de dividendos aos acionistas da CEMIG GT.

Aquisição de Participações pela TAESA nas Companhias de Transmissão da Abengoa

Em 30 de novembro de 2011, a TAESA, uma das sociedades controladas em conjunto, concluiu a aquisição das participações acionárias do Grupo ABENGOA (composto pelas sociedades mencionadas abaixo), do seguinte modo:

(i) 50% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. (“Abengoa”) no capital social da União de Transmissoras de Energia Elétrica Holding S.A. (“UNISA”), a denominação atual da Abengoa Participações Holding S.A., que detém 100% do capital social das seguintes companhias de transmissão:

- STE – Sul Transmissora de Energia S.A. (“STE”),
- ATE Transmissora de Energia S.A. (“ATE”),
- ATE II Transmissora de Energia S.A. (“ATE II”), e
- ATE III Transmissora de Energia S.A. (“ATE III”, juntamente com STE, ATE e ATE II, as “Empresas de Transmissão UNISA”), e

(ii) 100% das ações detidas pela Abengoa e pela Abengoa Construção Brasil Ltda. no capital social da NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.

No âmbito das disposições de preço do contrato de compra e venda de ações com o Grupo Abengoa, o montante total pago pela TAESA para a aquisição foi de R\$1.163 milhões, com os recursos da sua quarta emissão de notas promissórias, cuja liquidação financeira se deu em 29 de novembro de 2011. Os ativos operacionais adquiridos incluem 1.579 quilômetros de linhas de transmissão, com uma Receita Anual Permitida (“RAP”) de R\$509 milhões, representando um aumento de R\$309 milhões na RAP 2011/2012 da TAESA.

Em 16 de março de 2012, a TAESA assinou um contrato de compra e venda de ações com a Abengoa para adquirir os 50% restantes das ações detidas pela Abengoa na União de Transmissoras de Energia Elétrica Holding S.A. (“UNISA”), a denominação atual da Abengoa Participações Holding S.A., que detém 100% da participação acionária das Empresas de Transmissão UNISA. A TAESA pagará R\$863,5 milhões em moeda equivalente a 31 de dezembro de 2011 por essa aquisição. Esse valor foi atualizado pela variação acumulada da taxa básica de juros brasileira (“SELIC”) entre a data base e o dia útil imediatamente anterior à data da conclusão da operação, quando a efetiva aquisição das ações pela TAESA ocorrerá. O preço de aquisição foi ajustado mediante remuneração e aumentos ou reduções de capital que ocorram entre a data base e a data de conclusão da operação. A conclusão da operação e a real aquisição das ações pela TAESA estavam sujeitas ao cumprimento de determinadas condições suspensivas, que incluem: (i) a aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da TAESA; (ii) o consentimento dos bancos de financiamento das Empresas de Transmissão UNISA; e (iii) a aprovação da operação pela ANEEL. Além disso, a operação foi submetida ao CADE, nos termos da Lei 8884/94. Em 3 de julho de 2012, a TAESA concluiu a aquisição dos 50% restantes da participação da Abengoa na UNISA (STE, ATE, ATE II e ATEIII) pelo valor de R\$ 904 milhões. A TAESA financiou a aquisição através da emissão de notas promissórias no montante de R\$ 905 milhões.

Transferência de participações societárias dos ativos de transmissão TBE, detidos pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão para a TAESA e Transferência do investimento na TAESA

Em 17 de maio de 2012, a Cemig, a Cemig Geração e Transmissão e a TAESA celebraram um Contrato Privado de Investimento em Ativos de Transmissão, concordando em transferir à TAESA as participações minoritárias detidas pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão no capital social dos seguintes concessões de serviços públicos de energia elétrica:

- (i) Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE;
- (ii) Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE;
- (iii) Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE;
- (iv) Empresa Paranaense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP;
- (v) Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e
- (vi) Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE.

Dentro do escopo desta reestruturação societária, a TAESA desembolsou o montante de R\$1.732 milhões, já -corrigidos pela taxa CDI de 31 de dezembro de 2011 e descontados quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital declarados, pagos ou não. O montante envolvido foi acertado pelas companhias com base em avaliações técnicas conduzidas por avaliadores independentes externos.

Em 31 de maio de 2013 foram concluídas as transferências mencionadas acima, por meio da alienação dos ativos, para a TAESA, (i) das participações societárias diretas das concessionárias de ECTE, ERTE, ENTE, ETEP, EATE e EBTE, e (ii) das participações societárias indiretas das concessionárias de transmissão de energia elétrica de STC, ESDE e ETSE.

Dessa forma, a TAESA passou a deter as seguintes participações acionárias:

- (i) 49,98% do capital social da EATE;
- (ii) 19,09% do capital social da ECTE;
- (iii) 49,99% do capital social da ENTE;
- (iv) 49,99% do capital social da ERTE;
- (v) 49,98% do capital social da ETEP;
- (vi) 74,49% do capital social da EBTE (considerando participação de 49% da TAESA e indireta por meio da EATE de 51%, observado que a TAESA possui 49,98% das ações da EATE));
- (vii) 39,98% do capital social da STC (considerando participação indireta de 80% por meio da EATE, observado que a TAESA possui 49,98% das ações da EATE);
- (viii) 49,98% do capital social da ESDE (considerando participação indireta por meio da ETEP, observado que a TAESA possui 49,98% das ações da ETEP);
- (ix) 39,98% do capital social da Lumitrans (considerando participação indireta de 80% por meio da EATE, observado que a TAESA possui 49,98% das ações da EATE); e
- (x) 19,09% do capital social da ETSE (considerando participação indireta por meio da ECTE, observado que a TAESA possui 19,09% das ações da ECTE).

A reestruturação societária está de acordo com o nosso planejamento estratégico, que visa consolidar a participação em nossas empresas de transmissão de energia elétrica em um único veículo corporativo, e para otimizar nossa capacidade de avaliação de oportunidades em futuros leilões de linhas de transmissão e aquisição de ativos de transmissão em operação.

Em agosto de 2014, alteração na composição acionária das empresas do Grupo TBE:

- (i) STC - alteração do percentual de participação da EATE no Capital Social Total, de 80% para 61,55% e inclusão da ENTE, com participação de 18,45%;
- (ii) ERTE – alteração do percentual de participação da TAESA no Capital Social Total, de 49,99% para 35,41% e inclusão da EATE, com participação de 29,16% no Capital Social Total;

Em reunião realizada em 30 de outubro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização, pela ENTE, de aporte de capital na ERTE, no valor de R\$37.557, equivalentes a 21.732.203 ações preferenciais (29,41% de participação no capital total), de maneira a conferir à ERTE os recursos necessários para o pagamento de dividendos retidos em reservas societárias. Nessa reunião também foi autorizado pelo Conselho de Administração à celebração entre a Companhia, Alupa, EATE e ENTE, do Termo de Cessão de Direito de Preferência na subscrição de novas ações e outros valores mobiliários na ERTE, nos termos do qual foi transferido, a título gratuito, proporcionalmente às suas respectivas ações no capital social da ERTE. Após esse aporte o capital social totalmente integralizado da ERTE passou a ser de R\$109.471, representado por 36.940.800 ações ordinárias e 36.940.800 ações preferenciais, sem valor nominal. Dessa forma, a Taesa passou a ter uma participação direta na ERTE de 24,99% e indireta de 25,00% (considerando que a Taesa possui uma participação de 49,98% na EATE e de 49,99% na ENTE), continuando com uma participação direta e indireta na ERTE de 49,99%. Essa alteração de participação não gerou ágio ou deságio nem impacto no resultado da Companhia.

Transferência de investimento da TAESA da CEMIG GT para a CEMIG

Em 24 de outubro de 2013 as Assembleias Gerais de Debenturistas da 3ª emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A, anuíram nos termos do art. 174, §3º, da Lei das S/A, a redução do Capital Social da Cemig GT de R\$3.296.785 mil para R\$893.192 mil em decorrência da transferência das ações de emissão da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA para a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, garantidora das Debêntures das Emissões, conforme anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, obtida por meio da Resolução Autorizativa nº 4.108/2013, de 14 de maio de 2013, e deliberado pela Assembleia Geral Extraordinária da Cemig GT realizada em 26 de setembro de 2013.

Por se tratar de transação entre entidades sob controle comum, a transferência foi realizada pelo custo histórico dos investimentos naquela data, sem impactos nos resultados da Cemig ou da sua controlada Cemig GT.

Aquisição da subestação de São Gotardo pela TAESA

Em 6 de junho de 2012, a TAESA ganhou o Lote E do Leilão ANEEL 005/2012. A TAESA constituiu uma sociedade de propósito específico chamada São Gotardo Transmissora de Energia S.A. à qual a ANEEL concedeu o direito de exploração comercial da concessão, que compreende duas funções de transmissão dentro da subestação São Gotardo 2 no Estado de Minas Gerais. A TAESA não ofereceu desconto em relação à RAP base inicial de R\$3,74 milhões. A empresa entrou em operação em fevereiro de 2014.

Oferta Pública de Ações da TAESA

Em 19 de julho de 2012, em uma oferta pública de ações, a TAESA emitiu 24 milhões de Units (cada um apresentando uma ação ordinária e duas ações preferenciais), ao preço de R\$ 65 por Unit-. Em 20 de agosto de 2012, os coordenadores da oferta pública exerceram a opção de distribuição de lote suplementar e a TAESA emitiu um adicional de 3 milhões de Units, totalizando 27 milhões de Units emitidas na oferta de ações. O capital social da TAESA foi aumentado, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R\$ 1.755 bilhões, mediante a emissão de 81 milhões de novas ações, sendo 27 milhões de ações ordinárias e 54 milhões de ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os acionistas da companhia não tiveram direito de preferência nesta subscrição. Como resultado da oferta de ações (follow-on), a participação da Cemig Geração e Transmissão na TAESA foi diluída, de 56,69% para 43,36%. A referida operação deu origem a um ganho no montante de R\$259 milhões, reportado em nossa conta de lucros e perdas do terceiro trimestre de 2012.

Em 4 de dezembro de 2012, a TAESA realizou o desdobramento da totalidade das ações: cada ação (representada ou não por certificados de depósito “unit”) passou a ser representada por três ações da mesma espécie. Este desdobramento não acarretou qualquer efeito patrimonial para a TAESA, na proporção entre ações ordinárias e preferenciais, ou nos direitos e características de cada ação. Após o desdobramento, a Taesa passou a ter 1.033.496.721 ações: 691.553.133 ações ordinárias e 341.943.588 ações preferenciais; e não houve alteração do valor total do capital social da TAESA.

Os cotistas do Fundo de Investimento em Participações Coliseu (“FIP Coliseu”), Fundo de Investimento em Participações que integra o bloco de controle da Companhia, aprovaram na 19ª Assembleia Geral de Cotistas realizada em 21 de outubro de 2014 a prorrogação do prazo de duração do FIP Coliseu, que deveria encerrar-se no dia 26 de outubro de 2014, por até 720 dias contados de 21 de outubro de 2014.

A Cláusula 16.1.1 do Primeiro Aditivo ao Acordo de Acionistas da Taesa (“Acordo de Acionistas”) estabelece que o Santander Participações S.A. (“Santander”), cotista do FIP Coliseu e, portanto, acionista indireto da Taesa, deixará de ser parte do Acordo de Acionistas em 30 de outubro de 2014. Para tornar efetiva tal desvinculação do Acordo de Acionistas e, ainda, por força da prorrogação do prazo de duração do FIP Coliseu mencionada acima, foi realizada a 20ª Assembleia Geral de Cotistas do FIP Coliseu, ocasião em que foi aprovada a cisão parcial do FIP Coliseu, com a versão das ações ordinárias da Taesa de titularidade indireta da Santander, então detidas pelo FIP Coliseu, para o Fundo de Investimento em Participações Resling (cujo único cotista é o próprio Santander, doravante “FIP Resling”).

Dessa forma, o FIP Resling tornou-se detentor de 76.258.597 ações ordinárias da Taesa. Por solicitação do Santander, o Conselho de Administração da Taesa homologou, no dia 30 de outubro de 2014, a conversão de 50.839.064 ações ordinárias detidas pelo FIP Resling em ações preferenciais.

O Conselho da Companhia, na sequência, também por solicitação do Santander, homologou a emissão de 25.419.532 Units da Taesa em favor do FIP Resling, mediante o grupamento das 50.839.064 ações preferenciais convertidas às 25.419.532 ações ordinárias detidas FIP Resling em 30 de outubro de 2014. Após a cisão das ações de titularidade do Santander e emissão das Units em posse do mesmo, a composição do capital social da Companhia foi alterada, conforme disposto nas tabelas abaixo:

	Ações ON	%	Ações PN	%	Capital Total	%
FIP Coliseu	228.775.790	35,7%	-	0,0%	228.775.490	22,1%
Cemig	293.072.229	45,7%	155.050.644	39,5%	448.122.873	43,4%
Mercado	93.446.517	14,6%	186.892.944	47,6%	280.339.461	27,1%
FIP Resling	25.419.533	4,0%	50.839.064	12,9%	76.258.597	7,4%
Total	640.714.069	100,0%	392.782.652	100,0%	1.033.496.721	100,0%

As demais cláusulas do Acordo de Acionistas da Companhia permanecem validas até o fim das concessões, sendo, portanto, mantida a gestão compartilhada da Companhia entre a CEMIG e o FIP Coliseu ou seus sucessores.

Aumento da participação na Gasmig

Em 27 de dezembro de 2011, nosso Conselho de Administração autorizou a aquisição de 10.781.736 ações ordinárias nominais e 7.132.773 ações preferenciais nominais, representando 4,38% do capital total da Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, que pertencia ao Estado de Minas Gerais, por R\$67,2 milhões, o que correspondeu a um preço por ação de aproximadamente R\$3,75, recentemente ajustado ao valor obtido por um laudo independente preparado por uma instituição especializada, que resultou na avaliação da participação adquirida de R\$65 milhões. A operação foi concretizada em 09 de julho de 2012, sendo que a partir desta data a Companhia passou a deter a participação de 59,57% da Gasmig.

Em 29 de julho de 2014 houve aquisição de 40% de participação da subsidiária Gassetro na Companhia de Gás de Minas Gerais ("GASMIG"), conforme aprovado pelos Conselhos de Administração da CEMIG e da Petrobras. A aquisição, ocorrida pelo valor de R\$600 milhões, está sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica e a anuência do poder concedente do Estado de Minas Gerais. Esta aquisição pela Cemig é parte de sua estratégia de criação, em parceria com a Gás Natural Fenosa ("GNF"), da Gas Natural do Brasil S.A. ("GNB"), que será sua plataforma de consolidação de ativos e investimentos em projetos de gás natural.

Em outubro de 2014, houve alteração na participação da Companhia Energética de Minas Gerais na Gasmig, no capital votante de 58,71% para 98,71% e no capital total de 59,57% para 99,57%. Para mais informações, veja seção "14. Investimento" das demonstrações financeiras. O valor pago foi de R\$571 milhões, resultantes dos R\$600 milhões previstos no contrato de compra e venda, atualizado pelo IGPM, descontados os dividendos pagos entre a data base e o fechamento do acordo. A aquisição foi concluída após a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a anuência do poder concedente do Estado de Minas Gerais.

A seguir estão demonstrados os valores justos da participação adquirida na GASMIG:

	Valores justos das participações adquiridas
Ativo	
Caixa e equivalentes de caixa	106
Títulos e Valores Mobiliários	105
Contas a Receber	72
Estoques	6
Outros ativos circulantes	71
Outros ativos não circulantes	304
Ativo financeiro da concessão	659
Ativo intangível	1.182
Passivo	
Passivos circulantes	(335)
Provisões	(48)
Impostos diferidos	(311)
Outros passivos não circulantes	(382)
Participação dos minoritários	(4)
Total dos ativos líquidos adquiridos	1.425

Combinação de negócios realizada em estágios – efeitos adicionais

Até 30 de setembro de 2014, período anterior à aquisição mencionada acima, apesar da Cemig ter 59,57% de participação no Capital da Gasmig, existia acordo de acionistas que concedia à Petrobrás direitos relevantes que representavam o compartilhamento de controle.

Dessa forma, nas Demonstrações Financeiras individuais da controladora, as informações financeiras da Gasmig eram reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Com a aquisição da participação de 40% no Capital da Gasmig, mencionado acima, a Cemig passou a deter o controle da Gasmig, devendo registrar em suas Demonstrações Financeiras os efeitos decorrentes dessa operação.

Conforme previsto no Pronunciamento contábil CPC.15 (Combinação de Negócios), foi necessário que a Companhia fizesse a mensuração da sua participação anterior na Gasmig pelo valor justo, reconhecendo a diferença no resultado do exercício.

Considerando que o Laudo de aquisição da participação adicional de 40% na Gasmig representa o valor justo dos ativos na data da aquisição, a Cemig fez a mensuração da sua participação original no investimento, conforme demonstrado a seguir:

R\$ Mil	Valor justo da participação original (59,57%)
Valor justo da GASMIG em 30/09/2014	1.427
Valor da participação original da Cemig avaliada pelo valor justo na data da aquisição – 59,57%	850
Valor contábil	569
Diferença – Receita registrada no resultado do exercício de 2014 na rubrica de “Combinação de negócios – aquisição em estágios de participação na Gasmig”	281

Na combinação de negócios foi reconhecido um complemento no ativo intangível da concessão no valor de R\$765.981 e impostos diferidos passivos no valor de R\$ 261 milhões, relacionado ao direito de exploração da concessão, a ser amortizado de forma linear durante o prazo de concessão, correspondente a diferença entre o valor justo da transação e o valor justo dos demais ativos e passivos existentes no balanço patrimonial da GASMIG.

Desta forma, os valores considerados pela Companhia para a mensuração do valor total envolvido na combinação de negócios foram os seguintes:

	R\$ mil
Contraprestação transferida para aquisição dos 40% de participação	571
Valor justo da participação detida anteriormente	850
Valor justo envolvido na combinação de negócios	1.421
Conciliação do valor pago com a demonstração dos fluxos de caixa:	
Contraprestação transferida para aquisição dos 40% de participação	571
Saldo de caixa e equivalentes de caixa adquiridos na combinação de negócios	(106)
Valor desembolsado, líquido do caixa e equivalentes de caixa adquiridos	465

Associação com a Gás Natural Fenosa (GNF)

Em 13 de junho de 2014, a CEMIG celebrou acordos com a Gás Natural Fenosa (“GNF”) que formalizaram a associação para a criação da empresa Gás Natural do Brasil S.A. (“GNB”), que será uma plataforma de consolidação de ativos e investimentos em projetos de gás natural.

Aquisição de participação no Consórcio da Usina de Capim Branco

A Cemig Capim Branco Energia S/A, (“Cemig Capim Branco”), subsidiária integral da Cemig, concluiu em 28 de maio de 2013 a aquisição de 30,3030% de participação na Sociedade de Propósito Específico – SPE “Epícares Empreendimentos e Participações Ltda”, empresa do Grupo Paineiras, que detém 17,89% de participação no Consórcio Capim Branco Energia (“Consórcio”). Portanto, esta aquisição corresponde a uma participação adicional de 5,42% no Consórcio.

O valor da avaliação econômica referente à participação adquirida correspondeu a R\$94 milhões. O valor da aquisição foi apurado através da metodologia do fluxo de caixa descontado, sendo que a diferença entre a consideração transferida e o valor justo dos ativos foi alocada à concessão do empreendimento, tendo a geração de caixa esperada durante o período de vigência da concessão. Este intangível será amortizado de maneira linear de junho de 2013 até agosto de 2036, data de encerramento da concessão.

A seguir estão demonstrados os valores justos da participação adquirida na Epícares Empreendimentos e Participações Ltda., classificados no balanço patrimonial consolidado como investimento em coligadas:

	Valores justos das participações adquiridas (30,30%)
Ativo	
Contas a receber	2
Ativo Imobilizado	55
Ativo intangível	57
Passivo	
Passivo circulante e não circulante	(1)
Impostos diferidos	(19)
Total dos ativos líquidos	94

Na data da aquisição o valor do patrimônio líquido contábil da participação adquirida era de R\$55 milhões.

No dia 27/02/2015, a Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Cemig deliberou autorizar a incorporação da Cemig Capim Branco Energia S.A. pela Cemig GT e, após, a sua consequente extinção. A incorporação consiste na transferência da Cemig para a Cemig GT das participações diretas e indiretas detidas por Cemig Capim Branco, equivalentes a 26,4752% das UHEs Amador Aguiar I e II, sendo que, desse total, Capim Branco detém de forma direta 21,0526% das UHEs Amador Aguiar I e II e Capim Branco detém 30,3030% do capital social da Epícares Empreendimentos e Participações Ltda. que, por sua vez, detém 17,8947% das UHEs Amador Aguiar I e II. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou a transferência.

Essa incorporação era uma das condições precedentes para a integralização na Aliança Geração de Energia S.A., das participações detidas por Vale S.A. e Cemig GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga (a “Associação”). Em decorrência da incorporação, houve aumento do capital social da Cemig GT de R\$1,7 bilhões, para R\$1,84 bilhões e alteração do “caput” do artigo 5º do Estatuto Social da Cemig GT.

Parceria para Consolidação de Participações em Investimentos de Geração de Energia Elétrica

Em 19 de dezembro de 2013, a Cemig GT celebrou documentos comerciais e societários com a Vale S/A. (“Vale” e, em conjunto com a Cemig GT, as “Partes”), que formalizaram a associação para a criação da empresa Aliança Geração de Energia S/A, que será uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica (“Associação”).

Em 05 de agosto de 2014, a Cemig GT e a Vale celebraram Contrato Definitivo de Associação, regulando, dentre outras matérias, o ingresso da Cemig GT no Capital Social da Aliança Geração de Energia S.A., mediante a subscrição e integralização de 98.029 (noventa e oito mil e vinte e nove) ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal. Assim, a Cemig GT passou a deter 45% de participação no Capital Social Votante e Total da Aliança, enquanto a Vale detém 55% de participação no Capital Social Votante e Total da referida Empresa. O Contrato Definitivo prevê que, após o cumprimento das condições precedentes, o segundo aumento do Capital Social da Aliança ocorrerá na Data de Fechamento da operação, de modo que as ações a serem emitidas serão subscritas e integralizadas por Cemig GT e a Vale, preservando-se as participações de 55% para a Vale e 45% para a Cemig GT, mediante a transferência das participações, por elas detidas, nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I e II, Aimorés e Candonga.

Em 27 de fevereiro de 2015, após aprovada na Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Cemig, foi concluída a operação de associação entre Vale S.A. (“VALE”) e CEMIG GT, mediante a integralização na Aliança Geração de Energia S.A. (“ALIANÇA”), das participações societárias detidas por VALE e CEMIG GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga (a “Associação”).

A ALIANÇA passou a possuir a capacidade instalada hídrica de 1.158 MW (652 MW médios) em operação, dentre outros projetos de geração. VALE e CEMIG GT detém, respectivamente, 55% e 45% do capital total desta empresa, avaliada em R\$4,5 Bilhões.

Os Consórcios Aimorés e Funil e Cemig Capim Branco Energia estão em processo de baixa na Receita Federal.

A Cemig GT também adquirirá, pelo valor aproximado de R\$305 milhões 49% de participação da Aliança Norte Energia Participações S/A, que detém a participação de 9% da Norte Energia S/A. (“Norte Energia”) pertencentes à Vale. O preço de aquisição, correspondente ao valor dos aportes de capital realizados pela Vale até 27 de fevereiro de 2015, será pago à vista na data do fechamento, corrigido pelo IPCA. Com a aquisição, a Cemig GT passará a deter indiretamente mais 4,41% da Norte Energia, o que representa uma capacidade instalada de 495,39 MW (201 MW médios).

Os contratos da Associação e de Aquisição estabeleceram o controle compartilhado entre as partes e alinhamento integral na tomada de todas as decisões na operação das companhias.

Em 31/03/2015 foi concluída a aquisição dos 49% de participação da Aliança Norte Energia Participações S/A, detentora da participação de 9% da Norte Energia S/A. (NESA), pertencentes à Vale (“Aquisição Aliança Norte”), correspondente a uma participação indireta na NESA de 4,41%. Encerra-se assim, a condição resolutiva citada no Fato Relevante de 27/02/2015.

O Preço da Aquisição foi de R\$305,78 milhões referente aos aportes efetuados pela Vale no capital social da NESA até a data do fechamento, corrigido pelo IPCA da data de cada aporte até 28-02-2015, proporcionalmente à participação societária indireta na NESA de 4,41%.

Investimento na usina de Santo Antônio através da Madeira Energia S.A. (MESA) e do FIP Melbourne

A Madeira Energia S.A. (MESA) e sua controlada Santo Antônio Energia S.A. (SAESA) estão incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. O ativo imobilizado constituído pelos referidos gastos totalizava, em 31 de dezembro de 2014, R\$21 bilhões (consolidado), os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos por meio das receitas futuras geradas a partir do início das operações de todas as unidades geradoras da entidade. Em 31 de dezembro de 2014, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da Companhia nesta controlada em conjunto é de R\$3,73 bilhões. Durante esta fase de desenvolvimento do projeto, a controlada em conjunto MESA, tem apurado prejuízos recorrentes em suas operações e, em 31 de dezembro de 2014, o seu passivo circulante excedeu o seu ativo circulante em R\$481,71 milhões. A Administração da MESA possui planos para equalizar a situação do capital circulante líquido negativo.

Neste sentido, a MESA e sua controlada SAESA contam com os aportes de recursos diretos e indiretos a serem efetuados pelos seus acionistas, dos quais R\$2,78 milhões foram aportados em 2014 (R\$1,68 milhões em 2013), bem como com linha de crédito suplementar com perfil de longo prazo pré-aprovada, no montante de R\$1,19 milhões.

A garantia física de energia da UHE Santo Antônio é de 2.218 MW médios e foi atingida em setembro de 2014 com a entrada em operação comercial da 32ª unidade geradora.

A Companhia reconheceu resultado de equivalência patrimonial negativo relativo às suas participações diretas e indiretas na MESA, no montante de R\$387,65 milhões em 31 de dezembro de 2014 (R\$46,93 milhões de equivalência patrimonial positiva em 31 de dezembro de 2013), decorrente, principalmente, do reconhecimento em 2014, pela MESA, de despesas relacionadas à: (i) compra de energia no mercado de curto prazo – CCEE; (ii) alocação do GSF (Generation Scaling Factor - Fator de ajuste de geração), e (iii) FID – Fator de Disponibilidade.

Em 21 de outubro de 2014, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (AGE) dos Acionistas da MESA, na qual foi aprovado aumento do capital social da MESA, por maioria, no valor de R\$ 1,59 bilhão.

Em 19 de novembro de 2014, a SAAG Investimentos S.A. (SAAG) e a Cemig GT ingressaram com ação cautelar em face da MESA, solicitando concessão de liminar para que, até a apreciação do mérito pelo Tribunal Arbitral, seja suspenso o prazo para exercício, pela SAAG e pela Cemig GT, do direito de preferência para subscrição e integralização de sua parcela proporcional do aumento de capital da MESA, no valor de R\$ 174,72 milhões, aprovado na Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da MESA, realizada em 21 de outubro de 2014.

Adicionalmente, foi solicitada suspensão de todos os efeitos das deliberações relativamente à SAAG e Cemig GT e às suas participações em MESA, inclusive no que diz respeito à diluição e às penalidades previstas no Acordo de Acionistas da MESA.

O pedido liminar foi concedido no dia 21 de novembro de 2014 pela 39ª Vara Cível do Foro Central de São Paulo, sendo que a arbitragem mencionada na ação cautelar, se instaurada, será sigilosa, nos termos do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado, e terá a MESA (e não a SAESA) como parte.

Aumento de participação mediante aquisição de participação indireta via Fundo de Investimento em Participações Melbourne (“FIP Melbourne”)

Com o objetivo de estruturar o veículo de investimento para a aquisição de 83% da participação total da SAAG Investimentos S.A. (“SAAG”) que por sua vez detém 12,4% de participação na MESA, foram constituídos o FIP Melbourne, o Fundo de Investimento em Participações Malbec (“FIP Malbec”) e a empresa Parma Participações S.A. (“Parma”), que compõem uma estrutura societária onde os acionistas responsáveis pelo investimento foram a Cemig GT e diversos investidores, notadamente entidades fechadas de previdência complementar (“Fundos”).

Os Acordos de Cotistas do FIP Melbourne e do FIP Malbec estabelecem que são vedadas quaisquer transferências de cotas no prazo de até 84 meses contados do encerramento da primeira distribuição de cotas dos FIPs, período este coincidente com o prazo de exercício das opções de venda outorgadas pela Cemig GT para cada um dos Fundos.

As opções de compra outorgadas pela Cemig GT aos Fundos, dão a estes o direito de vender a Cemig GT ou a um terceiro a ser indicado pela Cemig GT todas as cotas adquiridas com seus valores atualizados, pro rata temporis, pela variação do Índice Nacional de Preços do Consumidor Amplo (“IPCA”) acrescido da taxa de 7% ao ano, após 84 meses contados da integralização das cotas pelos FIPs.

No dia 06 de junho de 2014, a Andrade Gutierrez Participações S.A. (“AGP”) alienou ações preferenciais nominativas e ações ordinárias nominativas, correspondentes a 83% do capital social total e 49% do capital social votante da SAAG para o FIP Melbourne, administrado pelo Banco Modal.

A Cemig GT detém participação inferior a 50% do patrimônio dos Fundos e inferior a 50% capital social votante da SPE, preservando a natureza privada da Estrutura de Investimento. A SAAG detém 12,4% do capital social total da MESA.

Com a conclusão da operação em 25 de agosto de 2014 e alguns movimentos societários ocorridos até 31 de dezembro/14 a Cemig GT passou a deter uma participação indireta de 8,05% na MESA, além da sua participação direta de 10%, totalizando 18,05%.

O valor da aquisição foi apurado através da metodologia do fluxo de caixa descontado, sendo que a diferença entre o valor contábil e o valor justo dos ativos foi alocada à concessão do empreendimento, tendo como base a geração de caixa esperada durante o período de vigência da concessão. Este intangível será amortizado de maneira linear da data de aquisição até junho de 2043, data de encerramento da concessão.

A seguir estão demonstrados os valores justos da participação adquirida na usina de Santo Antônio, através do FIP Melbourne, classificados no balanço patrimonial como investimento com influência significativa:

	Valores justos das participações adquiridas (7,87%)
Ativo	
Investimentos	527
Ativos intangíveis	259
Passivos	
Imposto de Renda Diferido	(88)
Total da participação adquirida pela Companhia	698

Outros Eventos Societários em 2014 e 2015

Em março de 2014, inclusão no organograma da Companhia da subsidiária integral Cemig Overseas S.L, com sede na Espanha e inclusão na Light Energia S.A. da subsidiária integral Lajes Energia S.A..

Em maio de 2014 houve a inclusão na Light S.A. de sua participação acionária de 50,10% na SPE Energia Olímpica, que tem como objeto a construção e implantação da subestação Vila Olímpica e de duas linhas subterrâneas de 138 kV, que se conectarão à subestação, bem como sua operação e manutenção.

Em 04 de agosto de 2014, na reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi autorizada a constituição da subsidiária integral Cemig Participações Minoritárias S.A.- CemigPar, cujo objeto social é exclusivamente a participação minoritária no capital social de outras sociedades, cujas atividades forem relacionadas a serviços de energia, óleo e gás, em seus diversos campos, bem como o desenvolvimento e a exploração de sistemas de telecomunicação e de informação, com capital inicial de um mil reais, representado por mil ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal. Em outubro de 2014 inclusão da Cemig Participações Minoritárias S.A. na Companhia.

Em outubro de 2014, criação da Cemig Participações Minoritárias na Companhia..

Em outubro de 2014, inclusão, na Cemig GT, de 33,33% de participação no Consórcio Projeto SLT, com o objetivo de viabilizar a administração e contabilização das contratações de consultores jurídico, ambiental, técnico e quaisquer outros consultores externos necessários à elaboração dos estudos para aferição de atratividade da Usina Hidrelétrica São Luiz do Tapajós, localizada no Estado do Pará.

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, em milhões de reais, foram os seguintes:

	2014	2013	2012
Rede de Distribuição	792	884	1.228
Geração de energia	2.990	358	473
Rede de transmissão	80	91	107
Outros	554	185	66
Total dos investimentos de capital	4.416	1.518	1.875

Atualmente, planejamos realizar investimentos de capital em relação ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$ 1,117 bilhões em 2015, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R\$ 844 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2015, visando atender necessidades de capital específicas.

Os montantes planejados para o ano de 2015 não incluem investimentos em aquisições e outros projetos não remunerados pela autoridade concedente, que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela ANEEL (Agente regulador).

Esperamos financiar nossos investimentos de capital em 2015 principalmente a partir de nosso fluxo de caixa e, em menor medida, através de financiamentos. Esperamos financiar nossas expansões e projetos através de empréstimos de bancos comerciais via rolagem de dívida e através da emissão de notas promissórias e debêntures no mercado local.

Visão Geral do Negócio

Geral

Administramos um negócio relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, distribuição de gás, telecomunicações e fornecimento de soluções energéticas.

Cemig

A Cemig realiza operações de compra e venda de energia elétrica por meio das suas subsidiárias. O total dos recursos utilizados no exercício de 2014 totalizou 89.856GWh, valor 4,6% maior que os recursos utilizados no exercício anterior. A quantidade de energia produzida em 2014 foi de 22.983GWh, o que representou um decréscimo de 6% sobre 2013 e a quantidade de energia comprada totalizou 64.959GWh, o que representou um crescimento de 10% sobre 2013. Isto, considerando a energia comprada de Itaipu 6.255GWh e a energia comprada da CCEE e outras companhias 58.704GWh.

A energia comercializada em 2014 foi de 89.856GWh, uma quantidade 4,6% maior que à comercializada em 2013, e 59% dessa quantidade 52.505GWh foram vendidos para consumidores finais, cativos e livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2014 foi de 6.282GWh, o que corresponde a 7% dos recursos totais e 0,1% inferior às perdas de 2013, de 6.290GWh.

A tabela abaixo mostra a discriminação dos recursos e necessidades de energia da Cemig comercializados nos últimos dois anos.

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG (6)

(GWh)

	2014	2013	2012
FONTES	89.856	85.884	83.912
Energia elétrica gerada pela CEMIG ⁽¹⁾	22.983	24.525	35.382
Energia elétrica gerada por autoprodutores	632	841	1.100
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	247	243	309
Energia elétrica gerada pela Barreiro	80	69	82
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho	252	338	405
Energia elétrica gerada pela Horizontes	63	76	54
Energia elétrica gerada pela Cemig PCH	49,3	87	70
Energia elétrica gerada pela Rosal Energia	190	261	249
Energia elétrica gerada pela Amador Aguiar	401	406	656
Energia elétrica comprada da Itaipu	6.255	8.374	8.422
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas	58.704	50.664	37.057
DEMANDA	89.856	85.844	83.747
Energia elétrica entregue a consumidores finais	50.505	45.883	46.015
Energia elétrica entregue a autoprodutores	967	969	994
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	247	243	309
Energia elétrica entregue pela Barreiro	93	81	97
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	472	472	476
Energia elétrica entregue pela Horizontes	80	85	81
Energia elétrica entregue pela Cemig PCH	99	94	109
Energia elétrica entregue pela Rosal Energia	263	263	263
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas	28.848	29.086	29.086
Perdas	6282	6.290	6.317

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (465 GWh em 2014) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2014, fomos o Quinto maior grupo de geração de energia elétrica no Brasil com base em capacidade instalada total. Em 31 de dezembro de 2014, geramos energia elétrica em 78 usinas hidrelétricas,

três usinas termelétricas e 23 usinas eólicas, dispondo de capacidade instalada total de geração de 7.716 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 7.334 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e as usinas eólicas responderam por 199 MW. Oito das nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 65% da nossa capacidade de geração de energia elétrica instalada em 2014. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, registramos despesas no total de R\$261,88 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Veja a seção “*O Setor Elétrico Brasileiro*” e “*Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras*”.

Transmissão

O negócio de transmissão de energia elétrica consiste no transporte de energia das instalações onde é gerada até os pontos de consumo, redes de distribuição e consumidores livres, pois sua receita vem da disponibilização de seus ativos. A Transmissão é responsável pelo transporte de energia produzida em nossas próprias usinas e também da energia comprada de Itaipu, bem como a energia elétrica do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. A rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia e subestações com nível de tensão igual ou superior a 230 kV e integra a rede básica de transmissão brasileira pelo Sistema Interligado Nacional, regulamentado pela ANEEL e operacionalizado pelo ONS. Veja a seção “*O Setor Elétrico Brasileiro*”. Em 31 de dezembro de 2014, a rede de transmissão da Cemig Geração e Transmissão consistia em aproximadamente: 1.355 milhas (ou 2180 km) de linhas de 500 kV, 1.228 milhas (ou 1977 km) de linhas de 345 kV e 478 milhas (ou 770 km) de linhas de 230 kV localizadas em Minas Gerais;

Em 31 de dezembro de 2014, a rede de transmissão dos negócios em conjunto proporcionais à participação do Grupo Cemig consistia em aproximadamente 188 km de linhas >525 kV, 2.076 km de linhas de 500 kV, 219 km de linhas de 440 kV, 108 km de linhas de 345 kV, 826 km de linhas de 230 kV e 100 km de linhas de 220 kV.

Distribuição

A CEMIG Distribuição detém quatro contratos de concessão de serviços públicos distribuição de energia elétrica no Estado de Minas Gerais, que outorgam direitos de exploração de serviços relacionados com o fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos localizados em municípios da sua área de concessão, incluindo os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, na categoria de Consumidores Livres (consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kWh de fontes alternativas de energia, tais como vento, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas).

A área de concessão da Cemig Distribuição cobre, aproximadamente, 219.103 milhas quadradas, ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2014, o sistema elétrico da Cemig Distribuição era composto de 316,500 milhas de redes de distribuição, por meio das quais foram fornecidos 27.011 GWh a 8,0 milhões de consumidores cativos e transportados 17.448 GWh para 417 consumidores livres que usam as redes de distribuição da Cemig Distribuição. O volume total de energia elétrica distribuída foi de 44.459 GWh, sendo 46,6% fornecidos aos consumidores industriais cativos e livres, 14,6% a consumidores comerciais cativos e livres, 22,5% a consumidores residenciais cativos, e 16,2% a outros consumidores cativos.

A Cemig possui 26,06% de participação direta e 6,41% de participação indireta na Light, que detém 100% de participação da Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light SESA), que obteve em 2014, 6.694 GWh de consumo total de energia na área de concessão (clientes cativos + transporte de clientes livres), representando um aumento de 2,5% em relação ao ano de 2013. Todas as classes contribuíram positivamente para este resultado, que foi influenciado principalmente pelo desempenho da classe comercial, que corresponde a 32 % do mercado total e teve um crescimento de 6 % em relação ao ano de 2013.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também aos seguintes negócios: (i) telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Cemig Telecomunicações S.A.; (ii) consultoria nacional e internacional de soluções em energia por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A. ; (iii) exploração de gás natural através de seis consórcios, conforme a seguir: (a) Consórcio de Exploração SF-T-104, (b) Consórcio de Exploração SF-T-114, (c) Consórcio de Exploração SF-T-120, (d) Consórcio de Exploração SF-T-127 e (e) Consórcio de Exploração REC-T-163, mantido com diversos parceiros; (iv) venda e comercialização de energia elétrica, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda, comercializando energia elétrica no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A., Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. e Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.; (v) aquisição, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais e (vi) soluções de tecnologia e sistemas para gestão operacional de concessionárias de serviços públicos, incluindo empresas de energia elétrica, de gás, de água e esgoto e demais empresas de utilidades pela Axxiom Soluções Tecnológicas S.A..

Fontes de Receita

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

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2014	2013	2012
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	14.922	12.597	13.691
Receita de vendas no atacado para outras concessionárias	2.310	2.144	1.689
Receita do uso dos sistemas de distribuição básica de energia (TUSD)	855	1.008	1.809
CVA e outros componentes financeiros	1.107	-	-
Receita do uso do sistema de transmissão	557	404	662
Receita de indenização de transmissão	420	21	192
Receitas de construção	941	975	1.336
Receitas de transações na CCEE	2.348	1.193	387
Outras receitas operacionais	1.706	1.047	506
Deduções da receita	(5.626)	(4.762)	(6.135)
Total	19.540	14.627	14.137

Geração e Comercialização de Energia

Visão Geral

A tabela abaixo apresenta as informações operacionais relativas às nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2014:

Usina	Empresa do grupo	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmed)(1)	Início da Operação Comercial	% do total da capacidade instalada	Fim da Concessão	Tipo de Usina	Participação CEMIG
Santo Antônio	CEMIG GT	403	392	2012	5,22%	12/06/2046	UHE	18%
São Simão	CEMIG GT	1.710	1.281	1978	22,16%	11/01/2015	UHE	100%
Emborcação	CEMIG GT	1.192	497	1982	15,45%	23/07/2025	UHE	100%
Nova Ponte	CEMIG GT	510	276	1994	6,61%	23/07/2025	UHE	100%
Jaguara	CEMIG GT	424	336	1971	5,49%	28/08/2013	UHE	100%
Miranda	CEMIG GT	408	202	1998	5,29%	23/12/2016	UHE	100%
Irapé	CEMIG GT	399	211	2006	5,17%	28/02/2035	UHE	100%
Três Marias	CEMIG GT	396	239	1962	5,13%	08/07/2015	UHE	100%
Nilo Peçanha	Lightger	123	109	N.A	1,60%	N.A	UHE	32%
Volta Grande	CEMIG GT	380	229	1974	4,92%	23/02/2017	UHE	100%
Aimorés	CEMIG GT	162	84	2005	2,10%	20/12/2035	UHE	49%
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	Cemig Capim Branco Energia	64	41	2006	0,82%	29/08/2036	UHE	26%
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	Cemig Capim Branco Energia	56	35	2007	0,72%	29/08/2036	UHE	26%
Igarapava	CEMIG GT	30	20	1999	0,39%	30/12/2028	UHE	15%
Ilha dos Pombos	Lightger	61	37	N.A	0,79%	N.A	UHE	32%
Funil	CEMIG GT	88	44	2002	1,14%	20/12/2035	UHE	49%
Baguari	CEMIG GT	48	27	2009	0,62%	15/08/2041	UHE	34%
Fontes Nova	Lightger	43	34	N.A	0,56%	N.A	UHE	32%
Porto Estrela	CEMIG GT	37	19	2001	0,48%	10/07/2032	UHE	33%
Queimado	CEMIG GT	87	48	2004	1,12%	02/01/2033	UHE	83%
Salto Grande	CEMIG GT	102	75	1956	1,32%	08/07/2015	UHE	100%
Pereira Passos	Lightger	32	17	N.A	0,42%	N.A	UHE	32%
Retiro Baixo	Retiro Baixo Energética S.A.	20	10	2010	0,27%	25/08/2041	UHE	25%
Sá Carvalho	Sá Carvalho	78	58	1951	1,01%	01/12/2024	UHE	100%

Santa Branca	Lightger	18	10	N.A	0,24%	N.A	UHE	32%
Rosal	Rosal Energia S. A	55	30	1999	0,71%	08/05/2032	UHE	100%
Itutinga	CEMIG GT	52	28	1955	0,67%	08/07/2015	UHE	100%
Camargos	CEMIG GT	46	21	1960	0,60%	08/07/2015	UHE	100%
Jataí	Brasil PCH	9	6	N.A	0,12%	N.A	PCH	30%
Irara	Brasil PCH	9	6	N.A	0,12%	N.A	PCH	30%
Santa Fé I	Brasil PCH	9	8	N.A	0,12%	N.A	PCH	30%
São Pedro	Brasil PCH	9	6	N.A	0,12%	N.A	PCH	30%
Cachoeirão	Hidrelétrica Cachoeirão S.A.	13	8	2008	0,17%	25/07/2030	PCH	49%
São Simão	Brasil PCH	8	5	N.A	0,11%	N.A	PCH	30%
Paracambi	CEMIG GT	12	10	2012	0,16%	16/02/2031	PCH	49%
Paracambi	Lightger	4	3	N.A	0,05%	N.A	PCH	17%
Monte Serrat	Brasil PCH	8	6	N.A	0,10%	N.A	PCH	30%
Pai Joaquim	CEMIG PCH	23	2	2004	0,30%	01/04/2032	PCH	100%
Funil	Brasil PCH	7	4	N.A	0,09%	N.A	PCH	30%
São Joaquim	Brasil PCH	6	4	N.A	0,08%	N.A	PCH	30%
Pipoca	Hidrelétrica Pipoca S.A.	10	6	2010	0,13%	10/09/2031	PCH	49%
Bonfante	Brasil PCH	6	4	2008	0,07%	N.A	PCH	30%
Calheiros	Brasil PCH	6	3	N.A	0,07%	N.A	PCH	30%
Piau	CEMIG GT	18	14	1955	0,23%	08/07/2015	PCH	100%
Retiro Velho	Brasil PCH	5	4	N.A	0,07%	N.A	PCH	30%
Colino 2	Renova Energia	5	3	2008	0,07%	N.A	PCH	33%
Carangola	Brasil PCH	5	3	N.A	0,06%	N.A	PCH	30%
Cachoeira da Lixa	Renova Energia	5	2	2008	0,06%	N.A	PCH	33%
Gafanhoto	CEMIG GT	14	7	1946	0,18%	08/07/2015	PCH	100%
Colino 1	Renova Energia	4	2	2008	0,05%	N.A	PCH	33%
Peti	CEMIG GT	9	6	1946	0,12%	08/07/2015	PCH	100%
Rio de Pedras	CEMIG GT	9	2	1928	0,12%	19/09/2024	PCH	100%
Poço Fundo	CEMIG GT	9	6	1949	0,12%	19/08/2025	PCH	100%
Tronqueiras	CEMIG GT	9	4	1955	0,11%	08/07/2015	PCH	100%
Joasal	CEMIG GT	8	5	1950	0,11%	08/07/2015	PCH	100%
Salto Voltão	Horizontes Energia S.A	8	7	2001	0,11%	04/10/2030	PCH	100%
Martins	CEMIG GT	8	3	1947	0,10%	08/07/2015	PCH	100%
Cajuru	CEMIG GT	7	3	1959	0,09%	08/07/2015	PCH	100%
São Bernardo	CEMIG GT	7	3	1948	0,09%	19/08/2025	PCH	100%
Fumaça IV	Brasil PCH	1	1	N.A	0,02%	N.A	PCH	30%
Paraúna	CEMIG GT	4	2	1927	0,06%	N.A	PCH	100%
Pandeiros	CEMIG GT	4	0	1957	0,05%	22/09/2021	PCH	100%
Paciência	CEMIG GT	4	2	1930	0,05%	08/07/2015	PCH	100%
Marmelos	CEMIG GT	4	3	1915	0,05%	08/07/2015	PCH	100%
Salto do Paraopeba	Horizontes Energia S.A	2	-	2001	0,03%	04/10/2030	PCH	100%
Salto Morais	CEMIG GT	2	1	1957	0,03%	01/07/2020	PCH	100%
Sumidouro	CEMIG GT	2	0	1956	0,03%	08/07/2015	PCH	100%
Anil	CEMIG GT	2	1	1964	0,03%	08/07/2015	PCH	100%
Xicão	CEMIG GT	2	1	1941	0,02%	19/08/2025	PCH	100%

Salto do Passo Velho	Horizontes Energia S.A	2	1	2001	0,02%	04/10/2030	PCH	100%
Machado Mineiro	Horizontes Energia S.A	2	1	1992	0,02%	08/07/2025	PCH	100%
Luiz Dias	CEMIG GT	2	1	1914	0,02%	19/08/2025	PCH	100%
Poquim	CEMIG GT	1	1	2002	0,02%	08/07/2015	PCH	100%
Santa Marta	CEMIG GT	1	1	1944	0,01%	08/07/2015	PCH	100%
Pissarrão	CEMIG GT	1	1	2001	0,01%	19/11/2004	PCH	100%
Jacutinga	CEMIG GT	1	0	1948	0,01%	Não Tem	PCH	100%
Santa Luzia	CEMIG GT	1	0	2001	0,01%	25/02/2026	PCH	100%
Lages	CEMIG GT	1	1	2005	0,01%	24/06/2010	PCH	100%
Bom Jesus do Galho	CEMIG GT	0	0	1931	0,00%	Não Tem	PCH	100%
Volta do Rio	CEMIG GT	21	9	2010	0,27%	26/12/2031	EOL	49%
Dos Araçás	Renova Energia	10	5	2014	0,13%	07/04/2046	EOL	33%
Igaporã	Renova Energia	10	5	2014	0,13%	05/08/2045	EOL	33%
Rio Verde	Renova Energia	10	5	2014	0,13%	19/08/2045	EOL	33%
Morrão	Renova Energia	10	5	2014	0,13%	20/04/2046	EOL	33%
Seraíma	Renova Energia	10	6	2014	0,13%	25/03/2046	EOL	33%
Tanque	Renova Energia	10	5	2014	0,13%	26/05/2046	EOL	33%
Praias de Parajuru	CEMIG GT	14	4	2009	0,18%	24/09/2032	EOL	49%
Praia do Morgado	CEMIG GT	14	6	2010	0,18%	26/12/2031	EOL	49%
N. Sra da Conceição	Renova Energia	9	4	2014	0,12%	05/08/2045	EOL	33%
Guirapá	Renova Energia	9	4	2014	0,12%	19/08/2045	EOL	33%
Planaltina	Renova Energia	9	4	2014	0,11%	05/08/2045	EOL	33%
Pajeú do Vento	Renova Energia	8	4	2014	0,11%	05/08/2045	EOL	33%
Licínio de Almeida	Renova Energia	8	4	2014	0,10%	05/08/2045	EOL	33%
Pindaí	Renova Energia	8	4	2014	0,10%	05/08/2045	EOL	33%
Ventos do Nordeste	Renova Energia	8	3	2014	0,10%	18/03/2046	EOL	33%
Da Prata	Renova Energia	7	3	2014	0,09%	25/03/2046	EOL	33%
Guanambi	Renova Energia	7	3	2014	0,09%	06/08/2045	EOL	33%
Serra do Salto	Renova Energia	6	2	2014	0,08%	05/08/2045	EOL	33%
Ilhéus	Renova Energia	4	2	2014	0,05%	05/08/2045	EOL	33%
Candiba	Renova Energia	3	1	2014	0,04%	05/08/2045	EOL	33%
Alvorada	Renova Energia	3	1	2014	0,03%	05/08/2045	EOL	33%
Porto Seguro	Renova Energia	2	1	2014	0,03%	05/08/2045	EOL	33%
Igarapé	CEMIG GT	131	71	1978	1,70%	13/08/2024	UTE	100%
Barreiro	UTE Barreiro S.A	13	11	2004	0,17%	30/04/2023	UTE	100%
Ipatinga	UTE Ipatinga S.A	40	40	1986	0,52%	13/12/2014	UTE	100%
Total		7.717	4.794		100%			

(1) Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conformidade com estudos conduzidos pela EPE. O cálculo da Energia Assegurada considera fatores como capacidade de reservatório e conexão a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não preveem valores superiores à Energia Assegurada à usina. A resolução MME 303/2004 alterou o termo de Energia Assegurada para Garantia Fiscal.

(2) Indica início da operação comercial, ou data de aquisição.

O mercado da Cemig consiste na venda de energia para :

- consumidores cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais;
- clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre (ACL);

- outros agentes do setor elétrico (comercializadores, geradores e produtores independentes de energia), no ACL;
- distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e
- a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), eliminando-se as transações existentes entre as empresas do grupo Cemig.

As transações realizadas no ano de 2014 totalizaram 89.856MWh e em 2013, 86.037MWh, um acréscimo de 4,4 % com relação ao ano de 2013.

Ativos de Geração

Em 27/02/2015 foi concluída a operação de associação entre Vale S.A. e CEMIG GT, mediante a integralização na Aliança Geração de Energia S.A., das participações societárias detidas por Vale e Cemig GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga. A Aliança passa a possuir a capacidade instalada hídrica de 1.158 MW (652 MW médios) em operação, dentre outros projetos de geração. Vale e Cemig GT detêm, respectivamente, 55% e 45% do capital total desta empresa, avaliada em R\$ 4,5 Bilhões. Como resultado, a Cemig GT eleva o seu potencial de gerar novos negócios e maximizar resultados, em virtude da combinação das experiências em gestão operacional, financeira e de projetos.

Em 31/03/2015 foi concluída a aquisição dos 49% de participação da Aliança Norte Energia Participações S/A, detentora da participação de 9% da Norte Energia S/A., pertencentes à Vale, correspondente a uma participação indireta na Nesa de 4,41%, o que representa uma capacidade instalada de 495,39MW (201 MW médios).

Considerando suas controladas e coligadas, a Cemig Holding, em 31 de dezembro de 2014, possuía, por meio de suas controladas e coligadas, capacidade de geração de energia elétrica em 79 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e 23 parques eólicos, totalizando 7.717MW, correspondendo respectivamente a 7.333MW, 184MW e 199MW, classificando o Grupo Cemig em terceiro lugar entre as maiores geradoras do País, com produção efetiva de 4.794MW médio.

Em linha com a estratégia de crescimento da Companhia, sua capacidade instalada apresentou crescimento constante nos últimos 5 anos.

A Geração Light contribuiu com 282 MW de capacidade instalada e 210 MW médio, de produção efetiva.

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

Em 31 de dezembro de 2014, a Cemig Geração e Transmissão possuía, diretamente ou por meio de suas controladas e coligadas, capacidade de geração de energia elétrica em 47 usinas hidrelétricas, uma usina termelétrica e três parques eólicos, o que totaliza uma capacidade de geração de 6.820 MW, valor em que as usinas hidrelétricas contribuíram com 6.640MW, a usina termelétrica respondeu por 131MW e os parques eólicos representaram 49MW.

Importante ressaltar que a PCH Paracambi aparece duas vezes na lista de usinas. Isto ocorre devido a uma participação da Cemig GT no consórcio da referida PCH e também pela participação direta que a Cemig Holding tem na Lightger.

Além das nossas próprias usinas, a Cemig Geração e Transmissão participa dos seguintes consórcios em 29 de abril de 2015:

- Usina Hidrelétrica Baguari — Participação de 49% da Baguari Energia S.A e 51% da Baguari I Geração de Energia Elétrica (Neoenergia). Na Baguari Energia S.A, temos 69,39% de participação e como parceira Furnas Centrais Elétricas S.A. com 30,61%.
- Usina Hidrelétrica Aimorés — Temos participação indireta de 45% através da Aliança Geração de Energia S.A.(100%).
- Usina Hidrelétrica Funil — Temos participação indireta de 45% através da Aliança Geração de Energia S.A.(100%).
- Usina Hidrelétrica Igarapava — Temos participação indireta de 23,69% através da Aliança Geração de Energia S.A.(52,7%). A Votorantim Metais Zinco S.A.possui 23,9%, a Companhia Siderúrgica Nacional S.A. 17,9% e a Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S.A. 5,5%.
- Usina Hidrelétrica Queimado — Temos 82,5% de participação e nossa parceira nesse projeto é a CEB Participações S.A. (CEBPar), uma subsidiária da Companhia Energética de Brasília (CEB), uma companhia elétrica controlada pelo Distrito Federal que tem uma participação de 17,5%.

- Usina Hidrelétrica Porto Estrela — Temos participação indireta de 30% através da Aliança Geração de Energia S.A.(66,7%). A Companhia de Tecidos Norte de Minas - Coteminas possui 33,3%.
- Usina Hidrelétrica Candonga — Temos participação indireta de 22,5% através da Aliança Geração de Energia S.A.(50%). A Vale S.A. possui os 50% restantes.
- Usina Hidrelétrica Amador Aguiar I e Amador Aguiar II — Temos participação indireta de 39,3% através da Aliança Geração de Energia S.A. - Consórcio CBE (87,37%).
- Usina Hidrelétrica Água Limpa — Temos 49% de participação no empreendimento e nossa parceira, a Light Energia, tem os restantes 51% de participação.
- Usina Hidrelétrica São Luiz do Tapajós — Todos possuem 11,11% de participação no Consórcio Tapajós, criado para Estudo de Viabilidade do empreendimento e temos como parceiras: Eletrobrás, Eletronorte, CCCC S.A., EDF, COPEL GeT, ENDESA, GDF Suez e Neoenergia. Também foi criado o Consórcio Projeto SLT (33,33%), para participar do Leilão a ser realizado pela ANEEL, para Construção e Operação da Usina, que está previsto para o final de 2015.
- UHE Itaocara –Temos 49% de participação no Consórcio Itaocara e a Itaocara Energia Ltda (100% Light) possui os 51% restantes. O leilão ANEEL para construção e operação da usina será em 30 de abril de 2015.
- Parque Eólico Moinhos de Vento — Temos participação indireta de 27,4% através da Renova Energia S.A.(99,99%).
- Parque Eólico Moinhos de Vento2 — Temos participação indireta de 27,4% através da Renova Energia S.A.(99,99%).

As sociedades de geração com participação em conjunto da Cemig GT são:

- Baguari Energia S.A. (69,39%) — Operamos a Usina Hidrelétrica Baguari por meio do Consórcio UHE Baguari, juntamente com Furnas Centrais Elétricas S.A (30,61%), totalizando 49% da Usina em parceria com a Neoenergia que detém os 51% restantes, através de Baguari I Geração de Energia Elétrica.
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente através da PCH Cachoeirão, localizada no Rio Manhuaçu, em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Santa Maria Energética possui os 51% restantes de participação;
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. Em 08/07/2013, a ANEEL anuiu à transferência do controle societário da Hidrelétrica Pipoca S.A., detido pela empresa Omega Energia Renovável S.A., para uma sociedade “holding”, denominada Asteri Energia S.A..
- Guanhães Energia S.A. (49%) - Detém 100% das PCHs Dores de Guanhães S.A., Senhora do Porto S.A., Jacaré S.A. e Fortuna II S.A., que são responsáveis pela construção e exploração comercial de quatro PCHs. A Light detém os 51% restantes da Guanhães Energia.
- Madeira Energia S.A (10%) – Com participação de 100% na empresa Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia.
- Fip Malbec (49,92%): Participação de 45,85% na Parma.
- Parma (54,15%): Participação de 58,83% do Fip Melbourne.
- Fip Melbourne (32,92%): Participação de 83% na SAAG, que possui 12,4% da Madeira Energia S.A.
- Central Eólica Praias de Parajuru (49%) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará.
- Central Eólica Praias do Morgado (49%) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.
- Central Eólica Volta do Rio (49%) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.
- Amazônia Energia Participações S.A. (Capital Votante 49% e Capital Total 74,5%) em conjunto com a Light S.A (25,5%) – Possui 9,77% da empresa Norte Energia S.A (NESA)., titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. A previsão de início de operação da primeira turbina é para o exercício de 2015.

- Lightger S.A. (49%) — Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, no Estado do Rio de Janeiro. A Light possui os restantes 51%.
- Renova Energia S.A.- (Capital Votante 36,8% e Capital Total 27,4%) é o veículo de crescimento em energias renováveis alternativas eólica, solar e PCHs do grupo. Ao final de 2014 a empresa detinha mais de 2,5 GW de capacidade de energia comercializada, sendo que 652,3 MW em Operação Comercial. A Cemig também detém uma participação indireta na Renova através da Light Energia (Capital Votante 21,3% e Capital Total 15,9%).
- Retiro Baixo Energética S.A. (49,9%) – Titular da concessão de exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no baixo curso do rio Paraopeba, no Estado de Minas Gerais, que possui potência instalada de 83,7MW e energia assegurada de 38,5 MW médios.
- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Plataforma de crescimento e consolidação de ativos de geração detidos pela Cemig GT e pela Vale . Os Ativos envolvidos na constituição da Aliança referem-se aos seguintes consórcios de geração: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I e II, Aimorés e Candonga. A empresa possuirá capacidade instalada hídrica de 1.158 MW (652 MW médios) em operação, dentre outros projetos de geração, e será responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.
- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – Detentora da participação de 9% da Norte Energia S/A., pertencentes à Vale, correspondente a uma participação indireta na Nesa de 4,41%, o que representa uma capacidade instalada de 495,39MW (201 MW médios).

Em continuidade, informamos abaixo demais sociedades com participação 100% da Cemig Holding:

- Usina Térmica Ipatinga S.A. - Produção e comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica, através da Usina Térmica de Ipatinga, localizada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS. A usina utiliza gás de alto-forno como combustível. Em dezembro de 2014 foi encerrado a autorização de exploração da UTE Ipatinga pela Cemig.
- CEMIG PCH S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da PCH Pai Joaquim;
- Horizontes Energia S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das PCHs 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;
- Rosal Energia S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo;
- Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, por meio da implantação e exploração da Central Termelétrica, denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da V&M do Brasil S.A., no Estado de Minas Gerais;
- Cemig Capim Branco Energia S.A. – Está em processo de baixa na Receita Federal; foi incorporada pela Cemig GT, cujas participações na Epícares e no Consórcio foram aportadas na Aliança Geração de Energia S.A.
- Sá Carvalho S.A. - Produção e comercialização de energia elétrica, como Concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.

A Holding Cemig também possui sociedades com participação em conjunto que possui ativos de geração da Cemig Holding, a exemplo:

Light S.A (26,06%) – possui 25,5% da Amazônia Energia Participações S.A, 51% da Lightger S.A, 100% de Itaocara Energia Ltda. e Light Energia S.A, que por sua vez, possui várias sociedades em conjunto, tais como, 51% de Guanhões Energia S.A., na Renova Energia S.A (consultar organograma na Parte 4 para maiores detalhes), 21,3% de capital votante e 15,9% de capital total e 100% da Lajes Energia S.A., São Judas Tadeu e Fontainha.

Usinas Eólicas

Usinas eólicas se tornaram um dos meios mais promissores de geração de energia no Brasil. Além de seu reduzido impacto ambiental, esta fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com diversos estudos de potencial eólico. Além disso, seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes resultaram em custos cada vez mais baixos por MWh, comparado com outros meios de geração de energia. A CEMIG monitorou e acompanhou a evolução acelerada da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

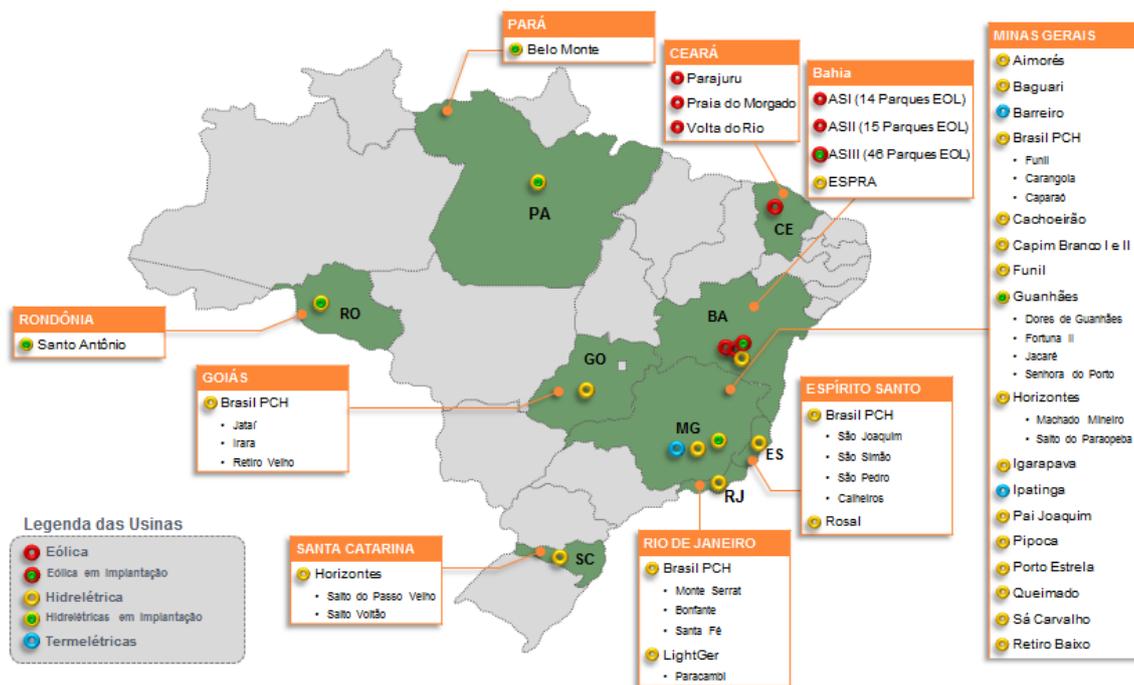
Nossa primeira usina eólica, Morro do Camelinho, começou a operar em 1994. Está localizada em Gouveia, uma cidade no norte de Minas Gerais. Este projeto é a primeira usina eólica no Brasil a ser conectada com a rede nacional de transmissão de energia elétrica. Com capacidade total de geração de 1 MW, Morro do Camelinho foi construída por meio de um acordo de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. Considerando o caráter experimental da usina, bem como o fato de que o equipamento utilizado está em processo de obsolescência, a Cemig solicitou à ANEEL permissão para desativar o local, concedida em 2 de setembro de 2010. Em 15 de agosto de 2009, a Cemig Geração e Transmissão comprou da Energimp S.A. uma participação de 49% em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, pelo valor de R\$223 milhões. As três usinas eólicas, denominadas UEE Praia do Morgado, UEE Praias de Parajuru e UEE Volta do Rio, têm capacidade total instalada de 99,6 MW.

Em 29 de setembro de 2014 a Cemig deu seu maior passo, consolidando a fonte eólica em seu parque gerador, através da entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova Energia S.A. – Renova, com a participação de 36,6% do capital social votante e 27,4% do capital total da companhia, mediante a subscrição e a integralização de 87.186.035 ações ordinárias. Ao final de 2014 a Renova detinha mais de 2,5 GW de capacidade de energia comercializada, em sua grande maioria eólica, assim distribuídos:

- 20 parques eólicos com capacidade total de 462,1 MW em operação comercial no Mercado Regulado - ACR;
- 09 parques eólicos com 218 MW implantados e aguardando a linha de transmissão, de responsabilidade de terceiros, para entrada em operação comercial no ACR;
- 46 parques eólicos em construção com capacidade total de 738 MW, sendo 560,1 MW comercializados no Mercado Livre - ACL, a terem suas instalações finalizadas em 2015, 2016 e 2017;
- 17 parques eólicos em planejamento para construção com capacidade total de 355,5 MW (ACR) com entrada em operação comercial prevista para 2018;
- 50% de 25 parques eólicos vendidos no ACL também em planejamento para construção, pela Renova, com capacidade total de 708 MW, todos para entrada em operação comercial em 2018 (sendo que os outros 50% de participação desses 25 parques eólicos são da Cemig);
- 1 parque híbrido de fonte solar (4,8 MWp) e eólica vendido no ACL em construção para entrada em operação comercial em 2015;
- 4 parques solares com 114,9 MWp, em parceria com a SunEdson, e 8 parques eólicos com 151,1 MW vendidos no ACR em 2014 para entrada comercial em 2017 (3) e 2019 (5); além de
- 3 PCHs com capacidade total de 41,8 MW, comercializadas no ACR - Proinfa
- 13 PCHs em operação comercial em participação (51% - Brasil PCH), com 148,41 MW de capacidade instalada contratada no ACR - Proinfa.

O gráfico a seguir apresenta a maioria das nossas empresas de geração de energia, incluindo suas subsidiárias e afiliadas:

Empresas de Geração



Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente, estamos envolvidos na construção de seis usinas hidrelétricas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré, Santo Antônio e Belo Monte – que aumentarão a capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.280 MW durante os próximos seis anos. A seguir faremos uma breve descrição destes projetos, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas delas fora de nosso alcance:

SPE Guanhães Energia S.A. — Possui quatro subsidiárias integrais – PCH Dores de Guanhães S.A., PCH Senhora do Porto S.A., PCH Jacaré S.A. e PCH Fortuna II S.A., responsáveis pela produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração de 4 Pequenas Centrais Hidrelétricas: Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré, localizadas no município de Dores de Guanhães, e Fortuna II, localizada nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todas no Estado de Minas Gerais, com capacidade total instalada de 44 MW. As obras foram atrasadas devido a exigências de natureza ambiental imprevisíveis, mas as PCHs Senhora do Porto e Dores de Guanhães têm previsão para entrarem em operação comercial no segundo semestre de 2015. As PCHs Jacaré e Fortuna II têm expectativa de iniciar a geração de energia no primeiro semestre de 2016.

As concessões relativas a tais usinas expiram em dezembro de 2031 para Fortuna II, em novembro de 2032 para a Dores de Guanhães, e em outubro de 2032 para Senhora do Porto e Jacaré. Até 31 de dezembro de 2014 a Cemig GT integralizou R\$ 67,43 milhões neste projeto, proporcional à sua participação de 49% no empreendimento. Controlada em conjunto, a Light Energia possui os 51% restantes. Em 31 de março de 2014, a ANEEL transferiu a titularidade do direito de operar as PCHs da Guanhães Energia para as subsidiárias integrais listadas acima, nos termos das Resoluções Autorizativas nos 4.583, 4.584, 4.585 e 4.586, de 18 de março de 2014.

Madeira Energia S.A. – A MESA é uma sociedade de propósito específico (SPE), criada para construir, operar, manter e explorar a usina hidrelétrica de Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, município de Porto Velho, Rondônia. Tal instalação contará com uma capacidade de geração de 3.568 MW. A Usina Hidrelétrica de Santo Antônio iniciou suas operações em março de 2012. A Cemig Geração e Transmissão possui 10% de participação na MESA e 8,05% de participação indireta. Em 31 de dezembro de 2014, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da Companhia nesta controlada indireta era de R\$3.729.248 bilhões.

Norte Energia S.A. - Desde outubro de 2011, a Cemig Geração e Transmissão participa com 74,5% de uma sociedade de propósito específico, a Amazônia Energia Participações S.A. em parceria com a Light Energia que possui os 25,5% restantes. Por sua vez, a Amazônia Energia detém 9,77% de outra sociedade de propósito específico, a Norte Energia S.A., dona da concessão para implantar, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Até 31/12/2014 já haviam sido realizados cerca de 43% da implantação da Usina. Ela está localizada no rio Xingu, na Amazônia Legal, na região Norte do Brasil. Quando estiver concluída em 31/01/2019, terá capacidade plena de 11.233 MW e será uma das maiores hidrelétricas do mundo. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, juntamente com a Caixa Econômica Federal e o Banco BTG Pactual, financiadores do empreendimento num empréstimo de R\$22,5 bilhões, liberaram até ao final do ano de 2013 o valor de R\$9,82

bilhões para implantação. Também até aquela data a Cemig havia aportado cerca de R\$313 milhões ao Empreendimento, ou seja, cerca de 71,2% do total previsto em equity a ser integralizado até 2016. A previsão de início de operação da primeira turbina é para fevereiro de 2015.

Itaocara Energia Ltda - Desde 2008 a Cemig Geração e Transmissão participa de um consórcio (com 49% das cotas) com a Itaocara Energia Ltda., uma sociedade de propósito específico detida pela Light S.A., visando a construir e explorar comercialmente a Usina Hidrelétrica de Itaocara, com capacidade de geração de 151 MW, localizada no Rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Itaocara e Aperibé, no estado do Rio de Janeiro. Porém, a redução no prazo de concessão original e a impossibilidade de participação em leilões no ambiente regulado motivaram o Consórcio a requerer a rescisão do Contrato de Concessão nº 012/2001, conforme permitido após a promulgação da Lei 12.893/13, de 09-07-2013. Usina Hidrelétrica Itaocara está inclusa no leilão ANEEL marcado para 30 de abril de 2015.

Transmissão

Visão Geral

O negócio de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia elétrica gerado nas usinas para agentes consumidores conectados diretamente à rede básica de transmissão, consumidores livres e empresas de distribuição. A rede de transmissão do grupo Cemig é composta por linhas de transmissão e subestações abaixadoras com tensão entre 230 kV e >525 kV.

Todos os usuários da rede básica, tanto geradores quanto distribuidoras, consumidores livres, dentre outros, celebram contratos de uso do sistema de transmissão – CUST com o ONS e fazem pagamentos para todas as transmissoras, referente à disponibilização de seus equipamentos para a rede básica de transmissão. Veja a seção “O Setor Elétrico Brasileiro” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

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

Grupo Cemig	Extensão da Rede de Transmissão em km		
	Em 31 de dezembro de:		
	2014	2013	2012
Tensão das Linhas de Transmissão			
>525 kV	117	117	17
500 kV	2.645	2.645	2.270
440 kV	136	136	136
345 kV	1.295	1.295	1.284
230 kV	991	990	789
220 kV	62	62	62
Total	5.246	5.245	4.559

Subestações Cemig GT	Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Número de subestações de transmissão (2)	36	36	35
MVA	17397	16964	16673

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

(2) Não estão consideradas as subestações compartilhadas.

Empresas de Transmissão: controladas e coligadas em conjunto	
Empresa	Número de subestações de transmissão (2014)
TAESA	7 (6 próprias e 1 compartilhada)
ATE III	1 compartilhada
EATE	5 (1 própria e 4 compartilhadas)
Lumitrans	2 compartilhadas
EBTE	7 (2 próprias e 5 compartilhadas)
ERTE	3 (1 própria e 2 compartilhadas)
STC	3 (2 próprias e 1 compartilhadas)
ENTE	3 compartilhadas
ECTE	2 compartilhadas
ETSE	2 próprias pré-operacional
ETEP	2 compartilhadas
ESDE	1 própria
São Gotardo	1 compartilhada
Brasnorte	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ETAU	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
Mariana	2 compartilhadas pré-operacional
Transleste	1 própria e 1 compartilhada
Transirapé	1 própria e 1 compartilhada
Transudeste	2 compartilhadas
Centroeste	2 compartilhadas
Transchile (*)	

(*) As duas subestações existentes não são de propriedade da Transchile

Ativos de Transmissão

LT 345 kV Montes Claros–Irapé (Companhia Transleste de Transmissão) – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA, ou ALUSA (com participação de 41%), Furnas (participação de 24%), Orteng Equipamentos e Sistemas S.A., ou Orteng (participação de 10%), e pela CEMIG (participação de 25%), venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Montes Claros–Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão S.A., a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV conecta a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com uma extensão de aproximadamente 140Km. A operação da linha de transmissão iniciou-se em dezembro de 2005. A concessão expira em fevereiro de 2034. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL anuiu à transferência da participação da Orteng Equipamentos e Sistemas S.A. para a Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A – EATE (10%).

LT 345 kV Itutinga–Juiz de Fora (Companhia Transudeste de Transmissão) – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Itutinga–Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão S.A., a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 145Km, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga a uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. A operação comercial iniciou-se em fevereiro de 2007. A concessão expira em março de 2035. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL anuiu à transferência da participação da Orteng Equipamentos e Sistemas S.A. para a Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A – EATE (10%).

LT 230 kV Irapé–Araçuaí (Companhia Transirapé de Transmissão) – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Irapé–Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão S.A., a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 63 km (39 milhas), liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé a uma subestação em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. A operação comercial iniciou-se em maio de 2007 e a concessão expira em março de 2035. Em 19 de fevereiro de 2013, através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 3094/2013, a Transirapé foi autorizada a realizar reforços no sistema contemplando a instalação de 1 (um) banco de autotransformadores com potência de 3 X 75MVA na Subestação Irapé e outro banco com as mesmas características na Subestação Araçuaí 2. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL anuiu à transferência da participação da Orteng Equipamentos e Sistemas S.A. para a Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A – EATE (10%).

LT2 345 kV Furnas–Pimenta (Companhia de Transmissão Centroeste de Minas) – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A., a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 62,5 km, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Sua operação comercial foi iniciada em março de 2010. A concessão expira em março de 2035.

LT 220 kV Charrúa–Nueva Temuco (Transchile) – Em abril de 2005 um consórcio constituído pela ALUSA e CEMIG, com participação de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão licitada pelo *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*, ou CDEC – SIC, do Chile, para construir, operar e manter a linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco pelo período de 20 anos. Este foi um importante marco na história da CEMIG, configurando nosso primeiro ativo fora do Brasil. Nós e a ALUSA constituímos a Transchile Charrúa Transmisión S.A., uma SPE criada no Chile e responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Com uma extensão de aproximadamente 204,5 km (127 milhas), a linha de transmissão conecta as subestações de Charrúa e Nueva Temuco na região central do Chile. Iniciamos o projeto em junho de 2005 e a construção começou em abril de 2007. Em 18 de julho de 2007, a Transchile Charrúa Transmisión S.A. celebrou um contrato de financiamento de projetos com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, no valor de US\$51 milhões, relativo à linha de transmissão e subestações. A operação comercial iniciou-se em janeiro de 2010.

TAESA: Em 2013, incorporou várias empresas do grupo nas quais detinha participação de 100% e cuja incorporação traria ganhos econômico-financeiros e de simplificação da estrutura societária. Tal fato ocorreu em janeiro de 2013, para as subsidiárias integrais Sul Transmissora de Energia S.A. (STE), ATE Transmissora de Energia S.A. (ATE) e Nordeste Transmissora de Energia S.A. (NTE), e em junho de 2013 com a ATE II. Em 31 de maio de 2013, foi concluída a transferência para a Taesa da totalidade da participação acionária da CEMIG no capital social das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica do Grupo TBE. Em 17 de outubro de 2013 foi concluída a compra, pela coligada EATE, da participação acionária detida pela Orteng (10%) no capital social das transmissoras (i) Companhia Transleste de Transmissão, (ii) Companhia Transirapé de Transmissão e (iii) Companhia Transudeste de Transmissão. Em 13 de dezembro de 2013, sagrou-se vencedora do Lote “A” do Leilão ANEEL 013/2013, constituindo, em decorrência, a Mariana Transmissora de Energia S.A. (MTE). A nova concessionária recebeu o direito de explorar, por 30 anos, a linha de transmissão de energia elétrica de 500 kV, com extensão de 85 km no Estado de Minas Gerais, que interliga as subestações Itabirito 2 – Vespasiano 2, pertencentes à CEMIG. Em 31 de dezembro de 2014 a participação acionária da Cemig na Taesa é de 45,74% do capital votante e 43,36% do capital total.

A seguir apresentamos mais informações sobre as empresas de transmissão do Grupo Cemig, controladas e coligadas em conjunto:

Empresas de Transmissão: controladas e coligadas em conjunto	Km de linhas por tensão (100%) (31 Dez 2014)						% de Participação Acionária (Direto + Indireto)		Término da Concessão
	>525 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	220 kV	Taesa	Cemig	
TAESA	229,9	2.441,4	314		477,6		-	43,36	-
ATE III					68,4		100,00	43,36	27/04/2036
EATE		578,5					49,98	21,67	20/06/2031
Lumitrans	24,9						80,00	17,34	18/02/2034
EBTE					458,3		74,49	32,30	16/10/2038
ERTE					96,9		49,98	21,67	11/12/2032

STC					114,3		39,99	17,34	27/04/2036
ENTE		258,8					49,99	21,68	11/12/2032
ECTE	157,2						19,09	8,28	01/11/2030
ETSE							19,09	8,28	10/05/2042
ETEP		203,8					49,98	21,67	12/06/2031
ESDE							49,98	21,67	19/11/2039
São Gotardo							100,00	43,36	27/08/2042
Brasnorte					249,8		38,66	16,76	17/03/2038
ETAU					117,1		52,58	22,80	18/12/2032
Mariana							99,99	43,36	02/05/2044
Transleste				86,4			5,00	27,17	18/02/2034
Transirapé					37,9		5,00	26,67	15/03/2035
Transudeste				90,1			5,00	26,17	04/03/2035
Centroeste				38,8			-	51,00	04/03/2035
Transchile						127,4	-	49,00	Indeterminado
Total	412	3.509,5	314	215,3	1.647,3	127,4	-	-	-

Notas:

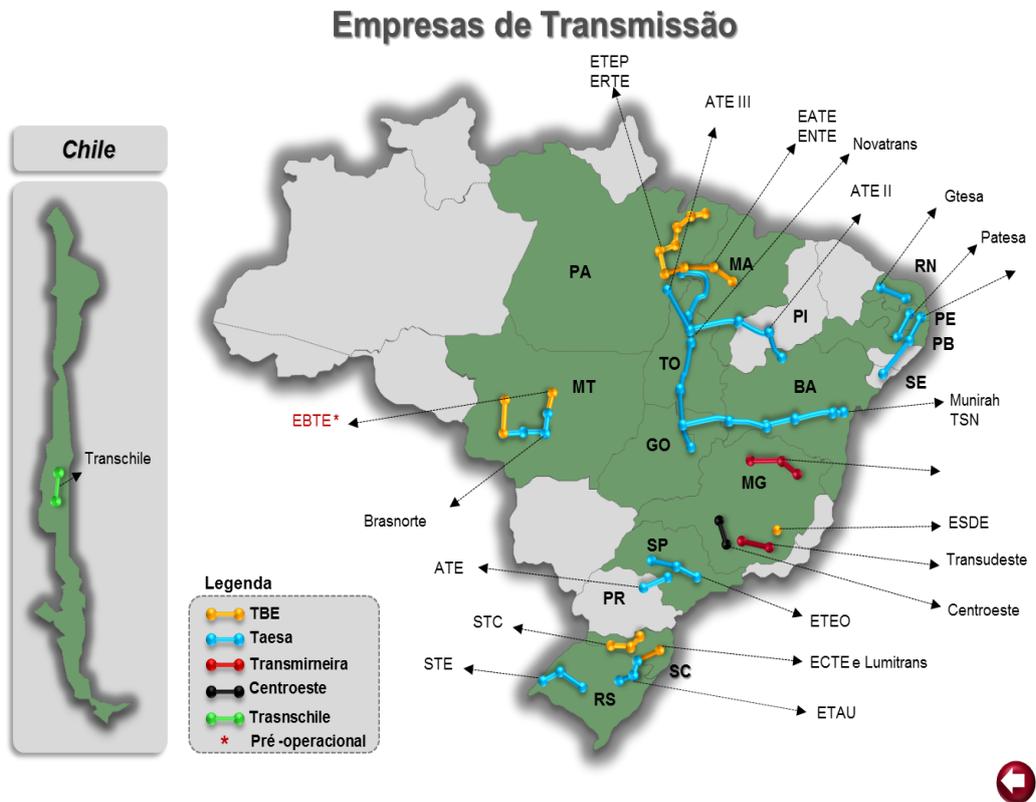
ETSE : entrou parcialmente em operação em janeiro/15.

ESDE: é uma subestação. A LT não chega a 1 Km.

São Gotardo: possui apenas transformação.

Mariana: Entrada em operação prevista para 05/2017

O gráfico abaixo apresenta os ativos de transmissão do Grupo CEMIG:



Expansão da Capacidade de Transmissão

Empresa de Transmissão Serrana S.A. – Uma sociedade de propósito específico criada em Janeiro de 2012 pela ECTE, uma sociedade controlada em conjunto pela TAESA (19,09% de participação), Alupar Investimento S.A. (42,51% de participação), Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (30,89% de participação) e MDU Resources Luxembourg II LLC, S.à.r. l. (7,51% de participação), para construir e operar as subestações Abdon Batista, com tensão nominal de 525/230 kV e uma capacidade de transformação projetada de 1.568 MVA, e Gaspar 2, com tensão nominal de 230/138 kV e capacidade de transformação projetada de 300 MVA, ambas no estado de Santa Catarina. A ECTE ganhou a concessão licitada pela ANEEL (Leilão 006/2011). A subestação tem como objetivo ligar as usinas Garibaldi e São Roque ao Sistema Integrado Nacional (SIN), e ampliar a oferta de energia elétrica na região do Vale do Itajaí. Em janeiro de 2015, 72% das obras estavam concluídos.

Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – Sociedade de propósito específico criada em novembro de 2009 pela ETEP, companhia de controle conjunto de propriedade da TAESA (49,98% de participação) e Alupar Investimento S.A. (50,01% de participação), com o objetivo de construir e operar a subestação Santos Dumont 2, com tensão nominal de 345/138 kV e capacidade de transformação estimada de 375 MVA, e Satatic Var Compensator (“SVC”) de -88/+100 MVar, ambas no Estado de Minas Gerais. A ESDE ganhou a concessão licitada pela ANEEL (Leilão 001/2009). As obras do 345 KV e do 138 KV foram concluídas em fevereiro de 2013 e o SVC foi concluído em janeiro de 2014.

São Gotardo Transmissora de Energia S.A. – Em junho 2012, durante o leilão 005/2012 da ANEEL, a TAESA recebeu a concessão do Lote E para a construção, operação e manutenção da subestação de São Gotardo 2 345/138 kV 300 MVA, localizada em Minas Gerais, por uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$3,8 milhões. A companhia começou a operar em 19 de março de 2014.

Linha de Transmissão Itabirito 2 – Vespasiano 2. – Em dezembro de 2013, durante o leilão 013/2013 da ANEEL, a TAESA recebeu a concessão do Lote A para a construção, operação e manutenção da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2,52 milhas, localizada em Minas Gerais, por uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$11 milhões. As obras devem estar concluídas em 2017.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

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

Em 2014, investimos aproximadamente R\$229 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

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

Tensão da Rede de Distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	7.321,72	7.271,7	7.158,5
69 kV	3.088,9	3.088,9	3.059,9
34.5 kV + Outras.....	609,4	609,4	593,4
Total.....	11.054,22	11.004,20	10.846,0

Tensão da Rede de Distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e Baixa Tensões (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Redes de distribuição urbanas aéreas.....	62.020,26	60.682,25	58.109,26
Redes de distribuição urbanas subterrâneas.....	426,97	426,90	426,97
Redes de distribuição rurais aéreas.....	242.998,48	241.122,49	239.381,83
Total.....	350.445,63	302.231,64	297.864,46

**Capacidade de Transformação Abaixadora (1)
de Subestações de Distribuição
Em 31 de dezembro de**

	2014	2013	2012
Número de subestações.....	374	373	370
MVA.....	9.585,5	9.365,6	9.178,1

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, haverá um aumento de, aproximadamente, 1,25 milhão novos consumidores urbanos e aproximadamente 47.600 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 196.340 postes de rede de distribuição de média tensão, 927 km de linhas de transmissão e 15 subestações abaixadoras, adicionando 1.123 MVA à nossa rede de distribuição.

Aquisição de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, compramos 6.255GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 25% da energia elétrica por nós vendida a consumidores finais e 643 GWh (3%) da energia elétrica do Proinfa. Adquirimos 1.100GWh através de Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN, 4%) e 7.290GWh em Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF, 29%). Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 43% da energia elétrica adquirida para revenda durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 6% da energia elétrica adquirida em 2014.

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

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que cabe ao Brasil, de acordo com a Lei 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado nas vendas de energia elétrica totais. A ANEEL expediu a Resolução nº 1386/2012 que definiu o percentual da cota-parte da Cemig Distribuição em 13,31%, da totalidade do volume de energia elétrica comprada pelo Brasil de Itaipu em 2013, a tarifas fixadas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema elétrico interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar dos Estados Unidos/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

Desde 2007, a ANEEL publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprada de Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia elétrica para o exercício seguinte, como orientação para os cinco exercícios subsequentes. Com base nisto, as empresas de distribuição podem estimar antecipadamente as suas necessidades de energia remanescentes para os próximos leilões públicos de energia.

Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN: são contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/2009 e REN nº 530/2012 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

Contratos de Cota de Garantia Física - CCGF: por meio do Decreto nº 7.805/2012 ocorreu a regulamentação da MP 579/2012 e a criação dos instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da lei 12.783/2013.

Contratos Provenientes dos Leilões - Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias originais e preços, relativos aos

CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG. Veja a seção “— O Setor Elétrico Brasileiro” para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R\$/MWh)	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do contrato
83,13	105,47	2008 to 2015
106,95	4,47	2008 to 2037
132,27	35,31	2008 to 2022
114,28	3,16	2009 to 2038
126,77	60,41	2009 to 2038
129,26	40,36	2009 to 2023
132,39	31,02	2009 to 2023
115,05	91,77	2010 to 2039
134,99	20,12	2010 to 2039
121,81	88,98	2010 to 2024
138,85	61,23	2010 to 2024
134,67	431,17	2010 to 2024
120,86	24,71	2011 to 2040
137,44	23,24	2011 to 2025
128,42	63,89	2011 to 2025
129,14	56,57	2012 to 2041
128,37	126,34	2012 to 2026
78,87	122,83	2012 to 2041
77,97	457,75	2015 to 2044
102,00	52,76	2014 to 2044
80,10	336,40	2014 to 2033
262,00	27,00	2014 to 2019
270,81	69,03	2014 to 2019
99,48	46,80	2015 to 2044
67,31	136,73	2015 to 2044
129,70	25,09	2016 to 2035
121	15,68	2017 to 2046
133,29	32,13	2017 to 2035
117,51	16,27	2018 to 2047
135,58	19,30	2018 to 2037
96,28	16,41	2018 to 2047
119,03	30,90	2018 to 2037
133,75	2,26	2018 to 2042
161,89	3,20	2019 to 2048
205,19	56,05	2019 to 2038
136,00	311,11	2019 to 2043

Contratos Bilaterais - A Cemig Distribuição celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, não podendo ser renovados. Durante o ano encerrando em 31 de dezembro de 2014, a Cemig Distribuição adquiriu 1,707GWh em relação a estes contratos, o que representou 6% da energia elétrica total comprada pela Cemig Distribuição durante 2014.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

A GASMIG foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de aproximadamente 99,57% na GASMIG. A participação remanescente é detida pelo Município de Belo Horizonte.

A GASMIG, a CEMIG, a GASPETRO e a PETROBRAS celebraram em 25 de agosto de 2004 um Acordo de Associação, o qual foi aditado em 5 de novembro de 2004, em 14 de dezembro de 2004 e em 15 de agosto de 2007, visando à implementação de um plano de desenvolvimento do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais que previa a ampliação da malha de gasodutos de transporte, de responsabilidade da PETROBRAS, e da rede de distribuição de gás natural, de responsabilidade da GASMIG, bem como a participação da GASPETRO no capital social da GASMIG.

Em 10 de outubro de 2014, foi assinado "Contrato de Compra e Venda de Ações" para aquisição, pela CEMIG, dos 40% (quarenta por cento) de participação da GASPETRO na GASMIG, previamente aprovado pelos Conselhos de Administração da CEMIG e da PETROBRAS, pelo valor de R\$570,93 milhões, resultantes da atualização monetária dos R\$600 milhões pelo IGPM e descontados os dividendos pagos entre a data base e o fechamento do acordo. A aquisição foi concluída após a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a anuência do poder concedente do Estado de Minas Gerais.

Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à GASMIG uma concessão exclusiva de 30 anos (contada a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás canalizado abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e os respectivos consumidores desse Estado. Em 26 de dezembro de 2014, foi celebrado o “Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão” que prorrogou em 30 anos o prazo de concessão para a GASMIG explorar os serviços de gás canalizado industrial, comercial, institucional e residencial no Estado de Minas Gerais, passando seu vencimento de 10 de janeiro 2023 para 10 de janeiro de 2053.

Os esforços de marketing da GASMIG concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa, mais eficiente economicamente e não agressora do meio ambiente, aos combustíveis derivados de petróleo, como óleo combustível, gasolina, diesel e gás liquefeito de petróleo, ou GLP, à madeira e derivados e ao carvão. Em 2014, a GASMIG forneceu aproximadamente 4,2 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 1.824 consumidores de trinta e quatro cidades: 110 indústrias de grande e médio porte, 177 industriais de pequeno porte e consumidores comerciais, 84 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, 2 termelétricas, 2 projetos de cogeração e 3 distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC e 1.446 unidades residenciais. Em 2014, a GASMIG distribuiu aproximadamente 5% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

A GASMIG atende hoje às seguintes regiões do Estado de Minas: Região Metropolitana de Belo Horizonte, Rio Doce (Vale do Aço), Sul de Minas, a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e Campos das Vertentes, nos mercados industrial, comercial, automotivo, residencial, de cogeração e térmico.

Para distribuição aos segmentos de mercado não termelétrico a GASMIG possui com o fornecedor PETROBRAS o Contrato de Suprimento Adicional (CSA), celebrado em 15 de dezembro de 2004, com vigência até 2030 e rampa crescente que chega a 5 milhões m³/dia em 2018. Em 2014 a Quantidade Contratual do CSA foi de 3,62 milhões m³/dia. Havia outro contrato de fornecimento de gás para o mercado não termelétrico, o Contrato Convencional, firmado em 6 de julho de 1994, que foi distratado no final de 2013. O saldo restante de quantidade de gás pago deste contrato foi recuperado durante o ano de 2014.

Para fornecimento de gás às usinas térmicas, a GASMIG possui contratos que totalizam 1,6 milhões m³/dia, com vigência até 2022.

As tarifas de venda são compostas do repasse integral do custo de aquisição do gás, adicionado do custo de distribuição (margem) e tributos.

Os investimentos realizados em 2012 e 2013 num total de R\$ 99,72 milhões, tiveram foco na expansão e adensamento das redes existentes com foco no atendimento ao segmento residencial. Em 2014, os investimentos realizados totalizaram R\$ 59,36 milhões e tiveram foco na expansão e adensamento das redes existentes com foco no atendimento ao segmento residencial, somando mais 64,8 quilômetros à nossa rede de gás natural.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente em Minas Gerais. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 4,35 milhões de metros cúbicos de gás por dia em 2015. A principal estratégia da GASMIG é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A GASMIG dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seu sistema de distribuição de gás natural para atender consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas. Em 2006, a GASMIG começou a fornecer gás para três companhias industriais na região do Vale do Aço, concluindo, desta maneira, a primeira fase do serviço para aquela região do Estado de Minas Gerais. O volume médio de gás natural distribuído na primeira fase foi de, aproximadamente, 200.000 metros cúbicos por dia. A segunda fase, iniciada em 2009, foi concluída em 2010, acrescentando 155 milhas às redes da GASMIG, e aproximadamente 1.000.000 m³ por dia ao mercado da GASMIG em 2012. A capacidade do gasoduto que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) foi aumentada em 2010 através de uma expansão realizada pela Petrobras. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e de empréstimos do BNDES.

Através de projeto estruturante, a Gasmig iniciou em 2013 o atendimento aos municípios de Governador Valadares e Itabira, a partir da base de gás natural comprimido, ou GNC, instalada no município de Ipatinga.

Exploração de Gás Natural

A Cemig, em conjunto com outras empresas, adquiriu, na 10ª Rodada de Licitações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP realizada em dezembro de 2008, os direitos para exploração de gás natural em 4 blocos na Bacia do São Francisco, 1 bloco na Bacia do Recôncavo, e 1 bloco na Bacia Potiguar, localizados nos Estados de Minas Gerais, Bahia e Rio Grande do Norte, respectivamente.

O Bloco POT-T-603 na Bacia Potiguar foi devolvido à ANP após o término das atividades programadas, que concluíram pela ausência de hidrocarbonetos comercialmente exploráveis.

Os consórcios nos quais a Cemig tem participação são os seguintes:

- Blocos SF-T-104 e SF-T-114 (Bacia do São Francisco): Cemig (24,5%), Codemig (24,5%) e Imetame (51%);
- Blocos SF-T-120 e SF-T-127 (Bacia do São Francisco): Cemig (24,5%), Codemig (24,5%), Cemes (51%), sendo a última uma empresa constituída pela Imetame, Sipet e Orteng;
- Bloco REC-T-163 (Bacia do Recôncavo): Cemig (24,5%), Codemig (24,5%) e Imetame (51%).

Estão em curso as atividades previstas no contrato de concessão, que compreendem estudos da geologia da região, com vistas a comprovar o real potencial de produção de gás natural nas áreas de interesse. Tais estudos contemplam a aquisição de dados sísmicos, estudos geoquímicos de superfície, perfuração de poços exploratórios, estudos petrofísicos, dentre outros. O investimento previsto pela Cemig para a fase de exploração não deve exceder o valor de R\$ 30 milhões.

Ao final da fase de exploração caberá aos consórcios decidir em avançar para a fase de desenvolvimento e produção, caso se confirme a viabilidade técnica e econômica para produção dos recursos eventualmente identificados.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

A Cemig Telecomunicações S.A. - CEMIGTelecom (“Companhia”) é uma sociedade anônima de capital aberto, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais S.A. - CEMIG, que oferece rede óptica para transporte de serviços de telecomunicações no Estado de Minas Gerais utilizando-se da infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG.

A Companhia é domiciliada no Brasil, com endereço na Rua dos Inconfidentes, 1.051 - Térreo - Funcionários - Belo Horizonte - MG. É autorizada pela Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL a explorar Serviços de Comunicação Multimídia - SCM, por prazo indeterminado, cuja outorga se deu através do Ato 41.002 de 3 de dezembro de 2003.

A Companhia foi constituída em 13 de janeiro de 1999, em parceria com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation, recebendo àquela época a denominação de Empresa de Infovias S.A. Seu propósito é prestar serviços na área de telecomunicações, através de sistema integrado constituído de cabos de fibra óptica, cabos coaxiais e equipamentos eletrônicos e associados, para transmissão, emissão e recepção de símbolos, caracteres, sinais escritos, imagens, sons e informações de qualquer natureza, bem como prestar serviços de telecomunicações no mercado de atacado, alugando circuitos especializados, prioritariamente para outras operadoras de telecomunicações como operadoras de telefonia fixa, móvel, TV a cabo, business carrier, data center, banda larga, dentre outras.

O *core business* da Companhia é a prestação de serviços de telecomunicações no segmento de operadoras e o provimento de serviços especializados para o segmento corporativo, disponibilizando soluções de conectividade de redes e acesso à Internet.

A CEMIG Telecom disponibiliza a maior rede óptica para transporte de serviços de telecomunicações de Minas Gerais, com presença em mais de 70 cidades mineiras, que concentram aproximadamente 90% do PIB do estado. Adicionalmente, dentro de seu projeto de expansão, já disponibiliza serviços através de redes ópticas nas regiões metropolitanas de Salvador, Recife, Goiânia e Fortaleza, além de possuir pontos de presença nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro.

A Companhia possui empreendimento controlado em conjunto - “joint venture” na companhia Ativas Data Center S.A. (“Ativas”), com participação de 49% do capital votante dessa empresa. A gestão e as principais deliberações sociais são compartilhadas com outro sócio investidor, conforme garantido em acordo de acionistas.

A Ativas tem por objetivo social a prestação de serviços de fornecimento de infraestrutura de TIC - Tecnologia da Informação e Comunicação, compreendendo hospedagem física (*hosting* e *colocation*) de ambientes de tecnologia da informação, armazenamento de base de dados e *site-backup*, serviços profissionais de segurança da informação e disponibilidade, consultoria em TIC, conectividade com venda de acesso e banda internet. A construção do data center classificado na categoria “Tier III” (Uptime Institute), para atendimento a médias e grandes corporações foi concluída em janeiro de 2011.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Criada como subsidiária integral da Cemig em 2002, a Efficientia construiu o seu próprio modelo de negócio, se lançando num mercado que praticamente desconhecia a implantação de projetos com base nos contratos de desempenho (também conhecidos como contratos de performance).

Em seus quase 13 anos de atuação, a principal fonte de receitas da Efficientia tem sido a implantação de projetos de eficiência energética mediante contratos de desempenho, contando com mais de 60 projetos desta natureza já implementados.

Em 2014 a Efficientia assinou contratos com clientes dos setores industrial e de serviços para a implantação de projetos de modernização de sistemas de iluminação e geração de energia fotovoltaica, conforme listados a seguir:

- Natura: Modernização do sistema de iluminação industrial, utilizando tecnologia LED (economia prevista de 310 MWh / ano); Investimento: R\$ 0,43 milhões;
- Algar Tech: Desenvolvimento e implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica (geração prevista de 460 MWh / ano); Investimento: R\$ 1,20 milhões;
- Tecidos Miramontes: Desenvolvimento e implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica (geração prevista de 90,00 MWh / ano); Investimento: R\$ 0,45 milhões.

Os projetos de eficiência energética implantados pela Efficientia, além da economia de energia efetiva, proporcionam a redução de potência no horário de ponta do sistema elétrico, configurando-se, também, como projetos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Adicionalmente, os projetos geração de energia fotovoltaica configuram-se como investimentos em geração distribuída de energia. Os investimentos totais para estes projetos, previstos para 2015 são de R\$ 1,65 milhões.

Em 2014 foi concluído a obra da conexão da UTE Santa Vitória, sob supervisão da Efficientia. Esta UTE, uma cogeração de bagaço de cana de açúcar, poderá gerar até 20 MW.

Venda e comercialização de energia elétrica

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos consumidores na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia elétrica, consultoria e serviços de consultoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no mercado livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.

Perdas de Energia

A perda total de energia elétrica da Cemig compreende a parcela de perda oriunda da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e as parcelas de perda técnica e não técnica verificadas no sistema elétrico de distribuição da Cemig Distribuição.

Conforme apresentado na tabela do Balanço de Energia Elétrica da Cemig, a perda total de energia da Cemig em 2014 foi de 6.282GWh, um decréscimo de 0,1% em relação a 2013 6.290 GWh. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atribuiu à Cemig Distribuição 465 GWh de perdas na rede básica nacional em 2014. As demais perdas de energia, 5.817GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

A perda técnica corresponde a aproximadamente 80,2% da perda total de energia da Cemig Distribuição. Essa perda resulta do inevitável processo de distribuição e transformação de energia elétrica entre diferentes níveis de tensão. Procuramos minimizar a perda técnica por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição de energia elétrica e a realização de investimentos para ampliação de capacidade de distribuição, visando a manutenção de padrões de qualidade e confiabilidade, reduzindo, conseqüentemente, as perdas técnicas; além disso, operamos o sistema de distribuição observando níveis específicos de tensão a fim de reduzir o nível de perda. As perdas técnicas não são comparáveis; trechos mais longos de rede de distribuição (por exemplo, na área rural), naturalmente, têm maior perda técnica.

A perda não técnica corresponde a, aproximadamente, 19,8% da perda total de energia da Cemig Distribuição em 2014, que é ocasionada por fraude de consumidores, conexões ilegais à rede de distribuição, erros de medição de consumo de energia e defeitos do medidor. A fim de minimizar a perda não técnica, regularmente são executadas as ações preventivas, inspeção dos medidores e de conexões dos consumidores, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, modernização dos sistemas de medição, padronização dos procedimentos de instalação e de inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade e atualização do banco de dados dos consumidores

A perda não técnica de diferentes empresas distribuidoras pode ser parcialmente comparável, tendo em consideração as complexidades sociais na área de concessão e a efetividade de combate às perdas.

No final de 2014, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig Distribuição, DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, em horas por ano, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor foram de 10,77 e 5,58, respectivamente, configurando o melhor resultado dos últimos 11 (onze) anos. Em 2013 os valores apurados de DEC e FEC foram de 12,49 e 6,26, respectivamente. Ao final de 2014, o DEC e o FEC da Light foram de 12,25 e 6,56, respectivamente, em comparação com 18,40 e 8,31 em 2013.

As perdas totais da Light SESA somaram 8.847 GWh, ou 23,3% sobre a carga fio, nos 12 meses encerrados em dezembro de 2014, representando uma redução de 0,0 p.p. em relação ao índice de dezembro de 2013.

As perdas comerciais (perdas não técnicas) registradas em 2014 totalizaram 5.927 GWh, representando 40,9% da energia faturada no mercado de baixa tensão (critério ANEEL), 15,6% sobre a carga fio). Uma redução de 0,1p.p. em relação aos 15,7% observados em 2013. Este resultado reflete o comprometimento da Companhia no combate a esta verdadeira chaga. O compromisso da Light é reduzir as perdas comerciais a um patamar de 30% até 2018.

Para potencializar a redução das perdas não técnicas, a Light vem investindo continuamente em ações que vão desde os processos convencionais de inspeção de fraude, passando pela modernização da rede e dos sistemas de medição até o projeto APZ (Área de perda zero).

O projeto Light Legal se consolidou em 2013 como a grande ação de combate às perdas comerciais da Companhia. Em 2014, abrangeu um total de 37 áreas e 624 mil clientes, com resultados significativos. As APZs já inauguradas a mais de 12 meses vêm apresentando uma redução média de perdas não-técnicas sobre carga fio de 29,0 p.p. e aumento médio na arrecadação de 7,0 p.p.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

O Grupo Cemig⁽¹⁾ comercializa energia através das companhias Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão e companhias subsidiárias integrais - Horizontes Energia, Termelétrica Ipatinga, Sá Carvalho, Termelétrica de Barreiro, Cemig PCH, Rosal Energia e Cemig Capim Branco Energia.

Este mercado consiste na venda de energia para :

- (I) consumidores cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais;
- (II) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no ACL - Ambiente de Contratação

Livre;

- (III) outros agentes do setor elétrico - comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no ACL;
- (IV) distribuidoras no ACR - Ambiente de Contratação Regulada e
- (V) a CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica,

eliminando as transações existentes entre as empresas do Grupo Cemig.

A energia comercializada pelo Grupo Cemig, no ano de 2014, totalizou 67.416 GWh, com crescimento de 4,2% em relação ao ano de 2013.

As vendas de energia para consumidores finais totalizaram 49.324 GWh, com crescimento de 8,7% devido ao crescimento do mercado das classes Residencial, Industrial, Comercial e Serviços e Rural.

O consumo residencial, que representa 14,9% da energia comercializada pelo grupo Cemig, totalizou 10.014 GWh com crescimento de 5,7% no ano de 2014, frente a 2013.

O consumo desta classe está associado a:

- a) incorporação de 196.587 consumidores, com expansão de 3,1% na base de clientes da classe;
- b) temperaturas mais elevadas no ano de 2014 que as observadas em 2013, ocasionando o aumento de posse e maior utilização de aparelhos de ar condicionado e ventiladores nas residências, e
- c) aumento de 2,2% no consumo médio mensal por consumidor, atingindo 131,2 kWh/mês que é o maior valor desde o ano de 2001.

A classe Industrial detém 38,6% do volume de energia comercializado pelo grupo Cemig e apresentou crescimento de 11,0% no ano de 2014, em relação a 2013. O comportamento dessa classe está associado ao crescimento de:

- a) 13,7% no volume de energia faturada pela Cemig GT para os clientes livres, em Minas Gerais e em outros Estados, em função de:
 - incorporação de novos clientes na carteira da Cemig GT, principalmente fora do estado de Minas Gerais, e
 - redirecionamento da energia disponível com o término, em dezembro de 2013, de contratos celebrados no ACR para o mercado livre;
- b) 1,4% no volume de energia faturada para clientes livres pelas companhias subsidiárias integrais, e
- c) 0,8% no volume de energia faturada para consumidores cativos da Cemig D.

O consumo da classe Comércio e Serviços apresentou um crescimento de 6,0% , totalizando 6.395 GWh no ano de 2014.

O comportamento dessa classe está associado a:

- a) ligação de 10.446 consumidores cativos, com incremento de 1,5% na base de clientes da Cemig D na classe;
- b) incorporação de 9 clientes livres, localizados em Minas Gerais e outros Estados, com incremento de 13,2% na base de clientes da Cemig GT na classe;
- c) condições climáticas ao longo do ano de 2014, com temperaturas superiores ao valor histórico de médias mensais, o que levou à instalação de novos equipamentos de ar condicionado em pequenos comércios e serviços e à maior utilização de climatização nos diversos setores desta classe; e
- d) dinâmica do setor terciário, envolvendo a prestação de serviços às pessoas e aos outros setores de atividade econômica.

As vendas de energia para outros agentes do setor elétrico, nos ambientes de livre contratação e regulado, atingiram o montante de 14.146 GWh, com decréscimo de 12,3%.

O decréscimo de 54,4% nas vendas no ACR ocorreu devido ao término de contratos relacionados com o leilão ACR realizado em 2005, cujo período de fornecimento foi de 2006 a 2013.

A comercialização de energia para outros agentes do setor elétrico no ACL atingiu o montante de 8.799 GWh, com crescimento de 99,5% no ano de 2014, devido à exploração de oportunidades comerciais que resultaram na celebração de novos contratos de venda de curto prazo

As vendas na CCEE atingiram o montante de 3.946 GWh e cresceram 23,9% em função da liquidação da disponibilidade de energia da Cemig GT no ano de 2014, cujo volume foi superior ao ano de 2013.

O mercado do Grupo Cemig encontra-se detalhado na tabela a seguir, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2014, comparativamente ao ano de 2013.

Grupo Cemig
Composição do Fornecimento de Energia Elétrica

Discriminação	Energia (GWh)		var % 2014/13
	2014	2013	
Venda a Consumidores Finais	49.324	45.394	8,7
Residencial	10.014	9.473	5,7
Industrial	26.026	23.452	11,0
Comercial e Serviços	6.395	6.035	6,0
Rural	3.390	3.028	11,9
Poderes Públicos	891	861	3,6
Iluminação Pública	1.298	1.267	2,4
Serviços Públicos	1.272	1.242	2,5
Consumo Próprio	38	35	6,9
Venda no Atacado ⁽¹⁾	14.146	16.127	-12,3
Ambiente Contratação Regulado - ACR	5.347	11.716	-54,4
Ambiente Contratação Livre - ACL	8.799	4.411	99,5
Venda no CCEE ⁽²⁾	3.946	3.186	23,9
Total	67.416	64.707	4,2

(1) vendas no ACR para Distribuidoras e no ACL para Comercializadoras e Geradoras

(2) soma dos saldos das compras (-) e vendas (+) mensais

O Grupo Cemig atingiu 8.008.205 clientes faturados em dezembro de 2014, com crescimento de 2,9% em relação a dezembro de 2013. Deste total, 8.008.153 são consumidores finais e 52 outros agentes do setor elétrico brasileiro.

A Cemig Geração e Transmissão incorporou 97 clientes livres industriais e comerciais, em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, e a Cemig Distribuição 226.606 consumidores cativos.

Grupo Cemig

Número de Consumidores

Discriminação	Unidades		var % 2014/13
	dez/2014	dez/2013	
Venda a Consumidores Finais	8.008.153	7.781.454	2,9
Residencial	6.445.960	6.249.373	3,1
Industrial	77.132	77.184	-0,1
Comercial e Serviços	719.955	709.500	1,5
Rural	687.778	670.529	2,6
Poderes Públicos	62.164	60.463	2,8
Iluminação Pública	4.027	3.861	4,3
Serviços Públicos	10.389	9.788	6,1
Consumo Próprio	748	756	-1,1
Venda no Atacado ⁽¹⁾	52	54	-3,7
Ambiente Contratação Regulado - ACR	35	36	-2,8
Ambiente Contratação Livre - ACL	17	18	-5,6
Total	8.008.205	7.781.508	2,9

(1) vendas no ACR para Distribuidoras e no ACL para Comercializadoras e Geradoras

O volume das vendas de energia do Grupo Cemig para a classe Industrial no ano de 2014, segundo os principais setores de atividade econômica, é detalhado na tabela abaixo .

Setores	Energia Faturada (GWh)	Participação %
Metalurgia	9.463	36,4
Extração Mineral	3.403	13,1
Produtos Mineraiis Não Metálicos	2.460	9,5
Produtos Alimentares	2.130	8,2
Químico	1.904	7,3
Veiculos Automotores	1.148	4,4
Maquinas e Equipamentos	1.088	4,2
Demais Ramos	4.429	17,0
Total Industria	69 26.026	100

Os dez maiores grupos empresariais da classe industrial atendidos pelo Grupo Cemig, localizados em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, em termos de energia faturada no ano de 2014, são apresentados na tabela seguir:

Grupo Empresarial	Segmento
SAMARCO	Extrativa Mineral
USIMINAS	Metalurgia
LIASA	Metalurgia
ARCELORMITTAL	Metalurgia
RIMA	Metalurgia
FIAT	Veiculos Automotores
SAIN T GOBAIN	Quimico, Produtos Minerais Não Metálicos
V&M	Metalurgia
MINASLIGAS	Metalurgia
CBCC	Metalurgia

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição de energia elétrica variam segundo o nível de tensão. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são geralmente faturados em até cinco dias após a leitura de seus medidores e recebem suas faturas por e-mail. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura.

Outros clientes que recebem energia elétrica de média tensão (aproximadamente 13.500 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV) são faturados em até dois dias úteis a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado no prazo mínimo de cinco dias úteis a partir da entrega da fatura. Esse grupo de consumidores recebe as faturas impressas e também por e-mail.

Em 2013 foi concluída a implantação da automação do sistema de leitura de medidores para consumidores que recebam energia de média tensão.

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

Estamos em processo de implantação da modalidade de faturamento imediato para os clientes de baixa tensão, com a leitura e impressão simultânea das faturas, alcançando 3.500.000 de clientes em 2014 e tendo projeção de alcance de 5.000.000 de clientes até o final de 2015.

Implantamos em junho/2013, a opção de envio de faturas de por e-mail, para os clientes residenciais de baixa tensão. Em 31 de dezembro de 2014 aproximadamente 43.600 clientes residenciais de baixa tensão haviam sido cadastrados para recebimento de suas faturas por e-mail.

Sazonalidade

As vendas de energia elétrica da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no último trimestre do exercício social devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural está normalmente associada ao ciclo pluviométrico e também ao fato de que, no período seco entre os meses de maio a novembro, é intensificado com o uso de energia para irrigação nas lavouras. Os dados trimestrais de energia faturada pelo grupo Cemig junto aos consumidores finais, cativos e livres, nos anos de 2012 a 2014, são apresentados a seguir:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2012	11,003	11,476	11.812	11,876
2013	10.805	11.125	11.545	11.918
2014	11.963	12.242	12.435	12.683

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

A carteira da Cemig Geração e Transmissão, em dezembro de 2014, era de 494 clientes livres industriais e comerciais, com crescimento de 19% em relação a dezembro de 2013. Deste total, 206 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais com 29% da energia total vendida pela Empresa no ano de 2014.

A estratégia adotada pela CEMIG no Ambiente de Contratação Livre é a negociação e celebração contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com os clientes. A CEMIG busca diferenciarse no mercado livre da concorrência por meio do nível de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, com o que tem valor agregado na Cemig Geração e Transmissão. Esta estratégia, juntamente com vendas que minimizam a exposição a preços de curto prazo e contratos com uma demanda mínima no modelo take or pay, traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade dos resultados da Companhia.

No final de 2014, éramos a maior vendedora de energia para consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre, com aproximadamente 22,5% das vendas neste segmento em CCEE.

Concessões

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

Entretanto, com a aprovação da MP 579, transformada na Lei No. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as concessões concedidas após a Lei No. 9074, de 7 de julho de 1995, podem ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério da autoridade concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Acreditamos que a renovação das nossas concessões de distribuição, nos termos da Lei nº 12.783, não terá impacto sobre as tarifas cobradas por essas concessões.

Em 2014, após decisão da ANEEL de aditar os contratos de concessão e permissão das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, a Companhia assinou o quarto termo aditivo para cada um dos seus contratos de concessão de distribuição, onde ficou estabelecido dispositivo garantindo que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA e outros componentes financeiros sejam incorporados na base de indenização prevista para o caso de extinção, por qualquer motivo, das respectivas concessões de distribuição.

Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia firmou o segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, o qual prorrogou a concessão por 30 anos, nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, a partir de 1º de janeiro de 2013, resultando em uma redução da Receita Anual Permitida – RAP da Transmissora em torno de 60%. Os ativos de transmissão, existentes e não depreciados a partir de 31 de maio de 2000, foram reavaliados e indenizados pelo Poder Concedente, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 580, de 1º de novembro de 2012, minimizando o impacto da redução da RAP. Por outro lado, para aqueles ativos ainda não depreciados e existentes antes de 31 de maio de 2000, a Companhia encaminhou à ANEEL laudo de avaliação elaborado por empresa credenciada junto à Agência, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 589/2013. No momento atual, as informações estão em processo de validação por parte da ANEEL para posterior indenização.

A Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de diversas usinas, nos termos da MP 579/2012, com vencimento no período de 2013 a 2017. Essas usinas já passaram por uma prorrogação mediante as condições estabelecidas no Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997. Em relação às usinas que ainda passariam por sua primeira prorrogação, o que inclui as centrais geradoras Jaguará, São Simão e Miranda, o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 garante a sua prorrogação por mais 20 anos nas condições existentes no citado dispositivo.

Com fulcro nesse entendimento, a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa Companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica Jaguará (UHE Jaguará), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Jaguará até que este Mandado de Segurança seja julgado. A contingência desta ação está classificada como de perda “possível” em razão de sua natureza e da complexidade envolvida no caso concreto. Neste contexto, é de se reconhecer como elementos configuradores da contingência a singularidade do Contrato de Concessão nº

007/1997, o ineditismo da matéria, e que a ação proposta configura-se em “leading case” na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões.

Pelos mesmos fundamentos e na iminência do vencimento do prazo originalmente previsto para que findasse a concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (UHE São Simão), a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo da referida concessão, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para permitir sua continuidade no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança referente à UHE Jaguara, citado acima, ressaltando o Ministro Relator, em sua decisão liminar, que poderá reexaminar o pleito deferido em não ocorrendo à finalização do julgamento do MS de Jaguara em até 45 dias após o início das atividades judicantes da Primeira Seção do STJ no ano de 2015.

Com relação às demais usinas, cujo vencimento das concessões se dá no período de 2013 a 2017, o que inclui as usinas Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro, Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos pela devolução ao Poder Concedente.

A usina Dona Rita, já devolvida ao Poder Concedente em agosto de 2013, está provisoriamente sob a responsabilidade de Furnas Centrais Elétricas até que seja realizada sua licitação, conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 189/2013.

A Resolução Normativa ANEEL nº 596/2013 estabeleceu os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850/2012, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013. A Companhia encaminhou à ANEEL sua manifestação de interesse no recebimento do valor relativo à parcela dos investimentos de que trata a referida Resolução Normativa. Posteriormente encaminhará a comprovação de realização dos respectivos investimentos nas usinas envolvidas, que serão pagos, a critério do Poder Concedente, por meio de indenização ou por reconhecimento na base tarifária.

Matérias-Primas

A água fluvial é a principal matéria prima utilizada pela Cemig para a produção de energia elétrica. Atualmente 78 das 104 usinas do grupo utilizam essa fonte e são responsáveis por 95,53% da geração.

O custo da água pode ser considerado nulo uma vez que este é um recurso natural proveniente das chuvas e rios.

Em proporção menor a empresa também produz energia por fonte eólica (também com custo nulo) e termelétrica a óleo combustível (o custo do óleo varia com o mercado internacional de petróleo).

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossa geração, transmissão e distribuição de eletricidade, assim como a distribuição de gás natural, estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao governo federal, governos estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. Enquanto o governo federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentações ambientais mais específicas e ainda mais severas e os municípios também têm competência para promulgar leis regulando interesses locais. Um infrator da Lei 9.605/1998 - Lei de Crimes Ambientais - está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. O Decreto Federal 6.514/2008 especifica as penalidades cabíveis para cada tipo de infração ambiental, estabelecendo sanções pecuniárias que variam entre o mínimo de R\$ 50,00 e o máximo de R\$ 50 milhões, além da suspensão das atividades. As sanções criminais aplicáveis a pessoas jurídicas podem incluir multas e restrição de direitos enquanto, para pessoas físicas, podem incluir prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de empresas que cometem crimes ambientais.

Estamos em conformidade com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis, em todos os aspectos relevantes.

Em conformidade com nossa Política Ambiental, estabelecemos vários programas para prevenir e minimizar danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Manejo de vegetação no sistema elétrico

A Gestão Ambiental da Cemig Distribuição contempla, dentre outras iniciativas, o desenvolvimento de metodologias e procedimentos de intervenção em árvores urbanas junto às redes de distribuição. A necessidade de intervenção em árvores decorre da obrigatoriedade de se garantir a segurança operacional do sistema e do elevado número de interrupções no fornecimento de

eletricidade tendo como causa a interferência de árvores. Em 2014 as árvores responderam por 29.163 interrupções no fornecimento de eletricidade, tanto em meio urbano quanto em áreas rurais, constituindo a segunda causa de interrupções acidentais no sistema de distribuição da Empresa.

Investimentos têm sido direcionados ao aprimoramento técnico da poda de árvores para que o processo aconteça de forma a diminuir riscos, seja para o empregado, seja para o sistema ou para a população. As intervenções são realizadas através da poda direcional, que é a técnica considerada mais adequada para a convivência entre as árvores de grande porte e as redes de distribuição de energia. Encontra-se em fase de implantação processo de certificação de podadores, em parceria com o sindicato das empresas prestadoras de serviços de manutenção e o SENAI, que detém metodologia de certificação por competência aplicada a diversos setores da atividade econômica.

Licenças ambientais

O licenciamento ambiental tem como objetivo assegurar a qualidade de vida da população por meio de um controle prévio e de um continuado acompanhamento das atividades humanas capazes de gerar impactos sobre o meio ambiente.

A licença ambiental é uma obrigação legal para construção e operação de um empreendimento que cause impacto ambiental significativo, por exemplo, as usinas hidrelétricas e linhas de transmissão. A sua ausência sujeita a empresa a sanções administrativas, tais como a suspensão das atividades e o pagamento de multa, variando conforme a autoridade competente, bem como a sanções criminais, que incluem pagamento de multa, prisão para dos envolvidos com a atividade criminosa e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

O Conselho de Política Ambiental do estado de Minas Gerais (COPAM), ou as Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais deverão ser renovadas periodicamente.

A validade das licenças de operação é controlada por um sistema específico e verificada anualmente.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a este ano, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986, de acordo com a Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987, exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o governo federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163-41/2001), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e com as Superintendências Regionais de Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais (Supram), a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas e linhas de transmissão que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. Acordamos com as Supram que a regularização de nossas instalações de geração localizadas em Minas Gerais ocorrerá de forma gradual. Atualmente, não temos quaisquer previsões de custos e compromissos relativos a recomendações que possam vir a ser feitas pelo Ibama e pelas Supram.

As instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, prepararam os estudos exigidos, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes e os submeteram à análise.

Atualmente, existem 22 processos de obtenção de LOC formalizados, sendo 21 nas Superintendências Regionais de Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais - SUPRAM e 01 no IBAMA. Todos os estudos pertinentes foram preparados e apresentados aos órgãos reguladores competentes. Com a promulgação da nova lei florestal mineira, os processos de LOC em análise nas Supram terão sua análise retomada com a solicitação de elaboração do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial - PACUERA, para os reservatórios. Os PACUERAS se encontram em fase de elaboração, para posterior protocolo. Existem ainda, ao todo, 10 processos de obtenção de renovação de LO formalizados em diversas SUPRAM. Não há este tipo de demanda formalizada no Ibama.

No ano de 2014, foram obtidas 58 licenças e autorizações para regularização dos empreendimentos da Cemig Distribuição, sendo os processos de obtenção de licenças divididos nos seguintes tipos: 12 Autorizações Ambientais de Funcionamento – AAF; 24 Certidões de Não Passíveis de licenciamento; 18 obtenções de Documento Autorizativo para Intervenção Ambiental – DAIA (sendo 06 destas para obras de atendimento a Acessantes); e 04 Outorgas de uso dos Recursos Hídricos.

Todos os processos supracitados foram regularizados nas SUPRAM distribuídas pelo estado de MG. Atualmente, existem 46 processos formalizados e em análise nas SUPRAM regionais, sendo 24 AAF, 09 DAIA's e 05 Certidões de Dispensa / Declaração. Também existem 08 processos em andamento, para obtenção de Outorga de Uso dos Recursos Hídricos.

Em 29 de agosto de 2014, foi aprovada a 2ª renovação da Licença de Operação nº 302/2003, da UHE Queimado, com validade de 10 anos.

No que tange às licenças de operação corretivas, a Cemig Distribuição S.A acordou junto à SUPRAM a regularização das linhas de transmissão instaladas anteriormente à Deliberação Normativa 74/2004, dividindo os empreendimentos em 7 malhas regionais: norte, sul, mantiqueira, leste, triângulo, oeste e centro. Atualmente possuímos 5 LOCs já emitidas, com condicionantes as quais vêm sendo atendidas e comprovadas perante o órgão ambiental. As malhas Centro e Leste encontram-se formalizadas nas respectivas SUPRAM para regularização ambiental, aguardando julgamento para obtenção das licenças.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas.

As licenças ambientais emitidas pelos órgãos estaduais e federais estão sujeitas a certas condicionantes impostas em razão de impactos ambientais previstos. As condicionantes ambientais contidas nas licenças de operação devem ser atendidas durante o período de sua vigência. O descumprimento desses requisitos condicionantes pode resultar em penalidades administrativas e criminais, incluindo multas, suspensão ou revogação da licença. A Cemig tem cumprido com as demandas das condicionantes ambientais de suas licenças e periodicamente emite relatórios às autoridades regulatórias ambientais.

Reservas Legais

De acordo com Artigo 12 da Lei Federal nº 12.651, de 25 de maio de 2012 (o “novo Código Florestal Brasileiro”), uma Reserva Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade e para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. De modo geral, todos os proprietários de imóveis rurais são obrigados a preservar uma área como reserva legal. Porém, o Artigo 12, § 7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva Florestal Legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Em Minas Gerais, foi aprovada em 17 de outubro de 2014 a Lei 20.922, que dispõe sobre as Políticas Florestal e de Proteção à Biodiversidade no estado, adequando a legislação ambiental ao disposto no Código Florestal. Neste sentido, a cobrança de Reserva Legal para os empreendimentos de geração de energia hidráulica foi revogada, possibilitando a retomada da análise dos processos de Licenciamento Ambiental Corretivo sobrestados por este motivo até o ano passado. Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do Ibama, no processo de licenciamento corretivo das usinas da Cemig, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

A aprovação da nova Lei Florestal e a exclusão dos empreendimentos hidrelétricos da necessidade de Averbção de Reserva Legal, esta em questão, fica equacionada, viabilizando a continuidade dos processos de licenciamento ambiental da empresa, com a obtenção das Licenças de Operação pendentes e a manutenção de sua conformidade legal.

Áreas de preservação permanente

No entorno de reservatórios artificiais e a elaboração de um Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatórios Artificiais (PACUERA) para regular a conservação, recuperação, uso e ocupação do entorno do reservatório artificial. Com o advento da nova Lei de Política Florestal do Estado de Minas Gerais, foi definido que a elaboração e aprovação do PACUERA é requisito para a concessão de Licenças de Operação, sendo portanto esta exigência incorporada aos processos de obtenção de Licenças Corretivas e renovação de Licenças de Operação.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal nº 9.985, de 18/07/2000, e Decreto nº 4.340, de 22/09/2002, as empresas cujas atividades acarretam grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos.

Cada empresa deverá ter suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental competente, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente.

O Decreto Federal nº 6.848/2009, de 14/05/2009, e o Decreto do Estado de Minas Gerais nº 45.175, de 17/09/2009, regulamentam a metodologia de definição das medidas de compensação. Assim, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O Decreto Estadual nº 45.175/2009 foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo, conforme a seguir:

I - os projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 utilizarão o valor escritural líquido, excluindo reavaliações ou, na sua falta, o valor do investimento feito pelo representante de tal projeto, e

II - a compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45175 de 2009, calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Devido ao impacto da Lei das Concessões (Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013) sobre os empreendimentos da Cemig GT, a empresa fez uma consulta ao Instituto Estadual de Florestas – IEF, relativo ao Sistema de Transmissão, que por sua vez, passou a consulta à Advocacia Geral da União – AGU, para o devido pagamento das compensações ambientais. A Cemig GT até esta data não tem resposta referente a esta consulta.

Adicionalmente às compensações ambientais acima, inclui-se como rotina as compensações florestais para limpezas da faixa e de acessos onde haja supressão da vegetação.

Outras condicionantes são aplicadas em função dos impactos decorrentes da implantação dos empreendimentos, tais como a elaboração e operacionalização de programas de monitoramento de fauna e flora da região do entorno do Sistema Elétrico, programas de educação ambiental, programas de recuperação de áreas degradadas - PRAD.

Gestão de Peixes – Programa Peixe Vivo

A construção de usinas hidrelétricas pode colocar em risco os peixes que habitam os rios, devido a diversas alterações causadas pelo barramento do ambiente aquático. Uma das principais atribuições de nossa área ambiental é garantir que não ocorram acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em nossas usinas hidrelétricas. Assim, para mitigar o impacto provocado pela operação das usinas, a Cemig desenvolveu uma metodologia para avaliação do risco de morte de peixes nas usinas. Adicionalmente, desenvolvemos projetos de pesquisa em parceria com universidades e centros de pesquisas gerando conhecimento científico para embasar programas de conservação da ictiofauna mais efetivos para a empresa.

Apesar desses esforços, um incidente ocorreu em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe, conforme estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas nos aplicou duas multas, totalizando aproximadamente R\$5,5 milhões, e em 8 de abril de 2010, a CEMIG e a Procuradoria do Estado de Minas Gerais assinaram um Termo de Ajuste de Conduta (“TAC”), por R\$6,8 milhões em medidas compensatórias para melhorias ambientais na área afetada pela usina de Três Marias, na cidade de Três Marias, em Minas Gerais. Ambos os compromissos financeiros já foram quitados e as melhorias ambientais na área afetada, como automação das grades de proteção para peixes, estão sendo implementadas.

Neste contexto, em junho de 2007 foi criado o Programa Peixe Vivo que surgiu da percepção por parte do corpo diretivo da Cemig de que era necessária a adoção de medidas mais efetivas para a conservação da ictiofauna dos rios onde a empresa possui empreendimentos. Suas principais ações estão sintetizadas na missão do programa, que é “minimizar o impacto sobre a ictiofauna buscando soluções e tecnologias de manejo que integrem a geração de energia elétrica pela Cemig com a conservação das espécies de peixes nativas, promovendo o envolvimento da comunidade”. Desde a sua criação, o programa atua em duas frentes, uma buscando a preservação da ictiofauna no estado de Minas Gerais e a outra focando nas definições de estratégias de proteção para evitar e prevenir a morte de peixes, nas hidrelétricas da Cemig. A adoção de critérios científicos para tomada de decisão, o estabelecimento de parcerias com outras instituições e a modificação de práticas adotadas com as informações geradas são os princípios que norteiam o trabalho desenvolvido pela equipe do Peixe Vivo. Além disso, é de grande importância a divulgação das informações geradas para a sociedade, garantindo a transparência do programa e criando oportunidades para que a comunidade exponha seus anseios e sugestões.

A Cemig gastou, em média, de 2007 a 2014, R\$6,9 milhões/ano para o desenvolvimento de ações e projetos de pesquisa com relação ao programa Peixe Vivo, e investiu mais de R\$6 milhões em barreiras físicas para prevenir a entrada de peixes no tubo de sucção e na modernização da incubadora principal na Estação Ambiental de Volta Grande.

Apesar de todos os avanços na área da ictiologia conquistados pelo Programa Peixe Vivo, ainda existem grandes desafios a serem estudados e compreendidos. Em 2012, na Usina Hidrelétrica de Três Marias houve uma ocorrência de morte de peixes com biomassa afetada estimada em 1,8 toneladas de peixes. A causa da morte ainda é desconhecida e não havia sido prevista, pois as circunstâncias do acidente eram inéditas. Entretanto, com a adoção de medidas para controlar o acidente ambiental e a pronta comunicação aos Órgãos Ambientais a empresa foi autuada em R\$50 mil, dos quais obteve atenuação de 45% conforme previsto em lei pelo fato de ter realizado a comunicação imediata do dano ou perigo à autoridade ambiental e também ter colaborado com os órgãos ambientais na solução dos problemas advindos de nossa conduta. O valor da multa de 2012 foi 40 vezes menor (por quilo de peixe morto) quando comparado à multa aplicada pelo IEF no acidente de 2007. O Programa Peixe Vivo estudou as circunstâncias do acidente para determinar melhores formas de controle e evitar ocorrências similares.

Em 2014, o Peixe Vivo apresentou suas ações de pesquisas em reuniões importantes, como os encontros com a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, AES Tietê, Gerdau, Tractebel e Smith-root. Além disso, promoveu o I Simpósio de Resultados do Programa Peixe Vivo, onde foram apresentados aos empregados, resultados da pesquisa “Avaliação de risco de morte de peixes em usinas da Cemig”, apontando uma das melhores práticas para mitigação e impactos diretos causados pelas usinas sobre os peixes. O Programa desenvolve 14 projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 200 estudantes e pesquisadores.

Estas parcerias resultaram em mais de 240 publicações técnicas até o momento, além de ter sido referenciado nacionalmente e internacionalmente pelas práticas de conservação da ictiofauna e diálogo com a comunidade, apresentando seu trabalho em diversos países e estados brasileiros. Estes resultados acadêmicos, juntamente com o envolvimento da comunidade têm sido usados para criar programas de conservação mais eficientes e práticas que permitem a coexistência de usinas e peixes nos rios brasileiros.

Durante a sua existência, o Peixe Vivo também recebeu o reconhecimento externo em premiações. Entre 2009 e 2010, venceu o Prêmio Brasil de Meio Ambiente na categoria “Melhor trabalho de preservação de fauna e flora”. Em 2010, venceu o Prêmio Aberje na categoria “Comunicação de programas voltados à sustentabilidade empresarial” feito inédito para a Cemig. Em 2011, o trabalho do Peixe Vivo, intitulado “Desenvolvimento de metodologia para a avaliação de riscos de morte de peixes em usinas da Cemig” apresentado no XXI SNPTEE, foi selecionado como o melhor trabalho apresentado no grupo “Impactos Ambientais”. Em 2013, foi finalista do Green Project Awards Brasil 2013, na categoria “Produtos ou Serviços”. Em 2014, ficou entre os 10 primeiros colocados do 12º Prêmio Benchmarking Brasil 2014 e, por desenvolver melhores práticas de proteção para peixes, foi vencedor da categoria Melhor Fauna na quinta edição do Prêmio Hugo Werneck.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Dutos de Gás Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando vias urbanas em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de acidentes que possam acarretar lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais, em caso de ignição ou vazamento, potencialmente significativos. A Gasmig possui diversos inspetores monitorando sua rede diariamente, para prevenir escavações em vias urbanas, invasões ou construções, ilegais ou não notificadas, além de erosões, conforme aplicável, ou qualquer outro problema que possa causar risco ao duto. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa “Escave com Segurança”, vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, para divulgar seus registros a companhias que realizem escavações em vias públicas a fim de assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem orientações e suporte para a execução segura de sua obra.

Em 2014, a Gasmig não teve emissões de gás natural causadas por escavação não autorizada sem análises prévias de nossos mapas da rede de gás.

Redes de Transmissão – Temos faixas de servidão e de domínio para nossa rede de transmissão e subtransmissão sobre um terreno com aproximadamente 16.072 milhas de comprimento. Uma parte significativa de tal terreno é ocupada por construções não autorizadas, incluindo construções residenciais. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo moradores locais, e constitui um obstáculo à manutenção e operação de nosso sistema de energia elétrica. Estamos buscando soluções para esse problema, e que envolvem a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia elétrica. O Comitê de Acompanhamento do Risco de Invasão em Faixas de Segurança de Linhas de Transmissão e Subtransmissão foi criado para minimizar esses riscos por meio do monitoramento e registro de invasões, realizando ações que previnam invasões nas passagens seguras das linhas de transmissão e subtransmissão. Várias medidas foram adotadas para preservar a faixa de segurança das Linhas de Transmissão e Subtransmissão, entre elas citamos: a contratação de uma empresa para fiscalização sistemática e implementação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos de acidentes; educação das comunidades sobre os riscos de acidentes envolvendo choque elétrico devido a invasão de pessoas e construções residenciais; criação de hortas comunitárias; e remoção de ocupação das faixas de segurança por meio de acordos com os moradores locais e outras autoridades e/ou através de ações judiciais.

Áreas de Represas Implementamos medidas de segurança para proteger nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando tanto postos de vigilância, quanto patrulhas móveis para o controle das margens de reservatórios e, também, estão planejados sistemas de vigilância eletrônicos (SVE) para monitorar as instalações de geração de energia, conforme apropriado. Invasores dentro das instalações são detidos e encaminhados para as delegacias, onde as queixas policiais são registradas. Há placas nas margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica indicando a propriedade. Invasores de áreas são identificados pelas unidades móveis de patrulhamento por meio de inspeções periódicas nos entornos das represas. Frequentemente temos de tomar medidas judiciais para recuperar a posse das áreas invadidas. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e ao número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens das reservas por construções não autorizadas. Entretanto, nós estamos empregando nossos melhores esforços para prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas. Na fiscalização dos reservatórios foram dispendidos cerca de 146.500 km rodados e de 900 horas navegadas, além de cerca 11.100 vistorias realizadas. Ressalta-se que, para incrementar a fiscalização, foi acrescentado mais um posto de fiscalização de margens de reservatórios.

O Mercado de Carbono

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

O Grupo CEMIG participa de projetos de MDL em vários estágios de desenvolvimento, incluindo sete Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade de 116MW e duas usinas hidrelétricas com capacidade de geração combinada de 3708MW, diversas fazendas de energia eólica, as quais totalizaram 668MW e uma usina solar com capacidade de 3MW. Até a presente data, nenhum crédito de carbono foi comercializado.

Gestão de Equipamentos e Resíduos contaminados com Bifenilas Policloradas – PCB's.

Na Cemig os equipamentos de grande porte que continham ascarel ou bifenilas policloradas (PCB's) e data de fabricação anterior a 1981 foram retirados do sistema elétrico e encaminhados para incineração em 2001. A legislação brasileira proíbe a comercialização de PCBs desde 1981, porém permite sua utilização em equipamentos que ainda estejam em operação.

Encontra-se em andamento, no âmbito do CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente, a elaboração de Resolução Normativa (RN) que “Dispõe sobre a gestão ambientalmente adequada e controlada de Bifenilas Policloradas (PCB's) e os seus resíduos.”

A resolução prevê a gestão em duas fases principais: A primeira fase prevê a elaboração de inventário quantitativo/qualitativo, em um prazo de até 3 anos, após a publicação da RN, com o objetivo de avaliar o montante e os possíveis detentores de PCB no país. Este inventário deverá ser publicado no CTF – Cadastro Técnico Federal devendo ser atualizado anualmente; A segunda fase é caracterizada pela eliminação controlada dos equipamentos, materiais e resíduos contaminados identificados no inventário citado.

Os detentores de tais equipamentos terão prazo até o ano de 2025 para retirá-los de operação/uso, bem como todos os materiais contaminados, devendo ainda destiná-los ambientalmente até 2028, conforme prazos acordados na Convenção de Estocolmo.

A minuta da RN está sendo apreciada na Câmara Técnica de Assuntos Jurídicos (CTAJ) do CONAMA, após ter sido discutida no grupo de trabalho do CONAMA e na Câmara Técnica de Qualidade ambiental e Gestão de Resíduos (CTQAGR). Houve seis reuniões do grupo de trabalho do CONAMA, sendo que não houve consenso final sobre alguns pontos entre os integrantes. Houve oito reuniões da CTQAGR, sendo o texto considerado aprovado em setembro de 2014, apesar de vários pontos extremamente impactantes para o Setor Elétrico. Houve uma reunião da CTAJ em novembro/2014, em que houve pedido de vistas. Na próxima reunião, caso aprovada, seguirá para a plenária do CONAMA para votação.

A CEMIG considera tais informações relevantes, sendo que o fluxograma de controle atualmente praticado na empresa poderá sofrer eventuais adequações complementares necessárias para o pleno atendimento aos requisitos da RN, o que poderá resultar em altos custos operacionais.

A CEMIG tem participado das discussões através da ABRADDEE e FMASE.

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 nossas redes de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da CEMIG, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema de eletricidade e energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da nossa energia. Ele ainda fornece a ligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estende por mais de 50 subestações de altíssima e alta tensão, por aproximadamente 29 usinas geradoras de energia elétrica de grande porte e 9 pequenas usinas hidroelétricas.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia elétrica. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2008.

Centro de Operações de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por um Centro de Operações de Distribuição, ou COD, localizado em Belo Horizonte. O COD monitora e coordena nossas operações de rede de distribuição em tempo real. O COD é responsável pela supervisão e controle de 379 subestações de distribuição, 485.710 km ou 303.021 milhas de redes de distribuição de média tensão, 17.217 km ou 10.636 milhas de linhas de distribuição, compreendendo 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 11.667 serviços por dia em 2014. O COD é certificado de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001:2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do COD, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Informação e Tecnologia Geoespaciais

Os processos operacionais e de engenharia de nossos negócios são fortemente sustentados por tecnologias de gestão de informações georreferenciadas, tornando o planejamento, a construção, a operação e a manutenção da geração e da rede de distribuição e transmissão mais eficientes. Adicionalmente o uso de tecnologias móveis reduz os custos e nos permite fornecer serviços mais eficientes aos nossos consumidores

Rede Interna de Telecomunicações

Acreditamos ter uma das maiores redes de telecomunicações dentre as *utilities* brasileiras. Esta rede, composta por *links* de microonadas de alta performance providos por mais de 344 estações de comunicação e um sistema óptico com aproximadamente 1.747 milhas de fibras óticas, provê um *mix* de soluções de telecomunicações desde telefonia e rede corporativa até o monitoramento, proteção e controle de subestações, usinas, linhas de transmissão e despacho de equipes de campo para realização de serviços técnicos e comerciais em missão crítica.

Nossa robusta rede de dados é composta, também, de instalações de comunicação que compartilham o site com mais de 300 subestações, 39 usinas e 172 linhas de transmissão e distribuição. Para suporte à supervisão e controle do sistema de distribuição em média tensão, está disponível um sistema de rádio comunicação instalado em aproximadamente 300 terminais chaves e mais de 1.610 terminais móveis de comunicação veicular conectados por satélites e serviço GPRS e 4G. A rede corporativa de dados atende a mais de 240 escritórios e unidades dentro do estado de Minas Gerais. O Centro de Gerência de Rede de Telecomunicações (CGR), localizado em Belo Horizonte, monitora e opera a infraestrutura de telecomunicações da CEMIG Geração e Transmissão e da CEMIG Distribuição, em regime de operação contínua (24x7x365), a fim de garantir a continuidade e o perfeito funcionamento dos serviços de telecomunicações, com o objetivo de atender os requisitos de desempenho operacional e de qualidade de serviço, especificados em acordos operacionais e conforme contratos de concessão, regulamentações da ANEEL, ANATEL e procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema.

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos possui 295 unidades em 145 cidades em Minas Gerais. A arquitetura física e lógica da rede emprega recursos de segurança tais como firewalls, Sistemas de Prevenção de Intrusão (*Intrusion Prevention Systems - IPSs*),

sistemas de Prevenção contra Perda de Dados (*Data Loss Prevention - DLP*) e sistemas antivírus e *antispam*, que são continuamente atualizados para proteger informações contra acesso não autorizado, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de registro de eventos torna possível a investigação de ocorrências e também assegura uma base de registros históricos para atender as exigências legais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Tecnologia da Informação busca continuamente alinhar a TI com nossos negócios, agregando valor por meio da aplicação de tecnologia da informação, gerenciamento apropriado de recursos, gerenciamento de risco e cumprimento das exigências legais, regulatórias e da lei Sarbanes-Oxley.

Desde 2008, nosso Departamento de Administração de Projetos (ou DAP) de tecnologia da informação é responsável por assegurar que a administração de projetos de tecnologia da informação seja sistemática, usando metodologia, processos e ferramentas de software dedicados.

Considerando o papel importante da Governança de Tecnologia da Informação em nossos negócios, uma unidade de administração dedicada foi criada em 2009 para concentrar, planejar e executar todas as ações que sejam específicas da governança de tecnologia da informação, inclusive desdobramento da estratégia corporativa, planejamento estratégico de TI, conformidade com as leis e regulamentos, administração de qualidade, administração orçamentária e financeira administração de serviços e administração de projetos.

Canais de Relacionamento com o Cliente

Contamos com cinco grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. Os atendimentos, sejam eles emergenciais ou solicitações de serviços comuns, podem ser realizados por meio do nosso call center, sendo capaz atender até 250.000 chamadas em um dia atípico, além de contar com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR ou URA); pelas agências de atendimento pessoal, presentes nos 774 municípios da concessão, da nossa Agência Virtual, situada no site www.cemig.com.br e que oferece ao todo 20 tipos de serviços, pelo SMS, nas redes sociais Facebook (CEMIG.ATENDE) e Twitter (@CEMIG_ATENDE) e mais recentemente, pelo aplicativo de smartphone “Cemig Atende” que oferece 14 tipos de serviços..

Sistema de Gestão Comercial

Consolidamos um eficiente sistema de atendimento ao cliente, baseado em nossa plataforma CCS/CRM e totalmente integrado em nosso ERP e BI que suporta nossos processos de tomada de decisões. O SAC atende aproximadamente 8 milhões de consumidores de alta, média e baixa voltagens. O sistema é uma ferramenta competitiva, adicionando segurança, qualidade e produtividade aos processos de negócios da CEMIG e se adapta com grande eficiência e velocidade a mudanças e exigências legais, normativas e do mercado.

Sistemas de Manutenção e Reparos

As 10.636 milhas de linhas de distribuição de alta tensão na rede da Cemig Distribuição, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportadas por, aproximadamente, 54.829 estruturas, construídas principalmente de metal. A rede da Cemig Geração e Transmissão possui 3.051 milhas de linhas de transmissão de alta tensão, suportadas por, aproximadamente, 11.507 estruturas. A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, queimadas, vandalismo, vento, e corrosão. Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão da Cemig Distribuição são inspecionados uma vez por ano com um helicóptero, sendo utilizado o equipamento “Gimbal”, isto é, um sistema composto de câmaras convencionais e de infravermelho, que permite inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características da linha, como tempo em operação, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo. Todas as linhas de transmissão de extra alta tensão da Cemig Geração e Transmissão são inspecionadas duas vezes por ano com um helicóptero. São feitas inspeções terrestres a cada dois anos com o objetivo de inspecionar todas as estruturas das referidas linhas. Anualmente é feita uma inspeção na área da faixa de servidão, com intuito de manter a área limpa de vegetação que possa causar queimadas.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de estruturas. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizado com emprego de métodos de “linha viva”. Por termos sido a primeira companhia do Brasil a utilizar técnicas de “linha viva”, sem ferramental na manutenção de redes de transmissão e subestações, acumulamos, ao longo de 34 anos, experiência nessa área. Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para dar suporte às nossas linhas de transmissão com rede energizada e desenergizada.

Nosso conjunto de equipamentos de reserva (transformadores, interruptores, prendedores, etc.) e subestações móveis são de grande importância para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações.

O Programa de Reforma e Modernização de Usinas, que estava programado para ser executado nos próximos 15 anos, com um investimento de R\$1,7 bilhão, foi cancelado após a edição da Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente convertida na Lei nº 12.783. O principal motivador para o cancelamento foi a não adesão da Cemig às condições propostas pelo Governo Federal para renovação das concessões das usinas que estavam incluídas no programa, além da indefinição sobre a forma de remuneração sobre esses investimentos no futuro.

Gestão de Segurança de Informações

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente para nossa Companhia, é garantida por meio de um sistema de gerenciamento baseado no padrão brasileiro (ABNT) NBR ISO/IEC 27001: 2013, e alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de política, risco, comunicação, classificação de informações e segurança da informação. Além disso, ações recorrentes para aprimoramento dos processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação da Companhia.

Ferramentas Gerenciais

Durante 2014, a Cemig continuou a melhorar e adaptar o Sistema Integrado de Gestão (ERP) SAP, que inclui os processos relacionados à Finanças, Suprimentos, Vendas, Materiais, Serviços e Recursos Humanos, às mudanças e exigências da legislação, regulamentos e normas de mercado. Fizemos progressos significativos no que se refere à capitalização dos bens, obras e materiais, planejamento logístico, manutenção e processos relacionados à regulamentação de nota fiscal eletrônica, incluindo outras obrigações relacionadas com o pagamento eletrônico de tributos, trazendo ganhos significativos para a Empresa. Além disso, em 2014/2015, foram feitas adaptações para NF-e 3.10 com o objetivo de adequar a emissão de notas fiscais eletrônicas a regulamentação vigente. Iniciamos ainda, a análise para adaptar o sistema às obrigações sociais conforme o Projeto Governamental E-Social, o qual permitirá aos empregadores executar e cumprir com as diversas obrigações trabalhistas a que estão sujeitas por meio de um único canal. Esses avanços e soluções implantados no ERP nos ajudam a obter as informações necessárias para o planejamento, controle e tomada de decisões, e a disponibilizar essas informações ao nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva.

Ativos Imobilizados e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem nas usinas de geração de energia elétrica e nas instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total dos nossos ativos imobilizados e ativos intangíveis, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, incluindo projetos em construção, era de R\$8.923 milhões em 31 de dezembro de 2014. As instalações de geração representaram 59% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 38% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 17% e outros intangíveis, inclusive sistemas de distribuição de gás representam 21%), e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 3%). A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,86% para instalações de geração hidrelétrica, 8,88% para instalações de administração, 5,96% para instalações de telecomunicações e 4,45% para instalações termelétricas. Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2014. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não serão revertidos para o proprietário quando do final da nossa concessão.

Setor Elétrico Brasileiro

Disposições Gerais

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram conduzidas por um pequeno número de companhias de propriedade do Governo Federal ou de Governos Estaduais. No passado, diversas companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) tinha intenção de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a administração de Luis Inácio Lula da Silva (2003-2010) concluiu este processo e implementou um “Novo Modelo do Setor Elétrico” para o setor elétrico brasileiro, conforme consta da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Já a administração de Dilma Rousseff (2011-atual) implementou mudanças significativas através da Medida Provisória 579/2012, que se transformou na Lei 12.783/2013, que estabeleceu novas regras para a renovação ou relicitação das concessões das usinas hidrelétricas de geração de energia.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir o fornecimento e tarifas razoáveis. Com a finalidade de garantir o fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a

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

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

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

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

A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos centros de consumo (tais como determinadas usinas de cogeração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Programa Proinfa, (3) Itaipu, (4) contratos de compra e venda de energia celebrados antes da entrada em vigor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e (5) concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783 não ficarão sujeitas a leilão para fornecimento de energia no “Pool”. A energia elétrica gerada por Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás. As tarifas pelas quais a energia gerada por Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares dos Estados Unidos e são estabelecidas pela ANEEL, nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, assim como os volumes de contratação obrigatória. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio Dólar dos Estados Unidos/Real. As alterações do preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobrás.

Desafios à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

Coexistência de dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

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

Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o “Pool”)

No mercado regulado, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela ANEEL e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outra fonte, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no ACR, os CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estipula que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de seu consumo apurado na CCEE estarão sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, MCSD, ou a compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo cativo poderá ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo. Se uma distribuidora contratar mais do que 105% da carga regulatória, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de “energia existente” em até 4% ao ano, assim como reduzir tais contratos devido à perda de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores.

Com a renovação das concessões das usinas hidroelétricas, foi criado o CCGF - Contrato de contas de garantia física. Esses contratos consideram 95% da energia das usinas cujas concessões foram renovadas a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A sua contratação foi feita de forma compulsória e cada distribuidora recebeu o seu montante de acordo com o rateio feito pela ANEEL

Ambiente de Contratação Livre (o “ACL”)

No mercado livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre os agentes de geração, e Consumidores Livres. O mercado livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até seus vencimentos. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os potenciais Consumidores Livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por fornecedores, além da companhia distribuidora local, se optarem por energia gerada por fontes alternativas, tais como fonte eólica, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas.

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

Restrição às Atividades das Distribuidoras

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

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

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

Redução da Energia Contratada

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

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

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

Limites de Repasse às Tarifas

O Novo Modelo do Setor Elétrico também limita o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais.. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 105% da demanda regulatória;
- repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão “A-3”, caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões “A-5”;
- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao “Limite de Contratação” definido pelo Decreto nº 5.163;
- as compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão “A-1” estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora e compras frustradas em leilões “A-1” anteriores e exposição involuntária à demanda de consumidores cativos, mais a “substituição”, definida como o valor da energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente (“A-1”), de acordo com a Resolução 450/2011 da ANEEL. Caso a energia adquirida no leilão “A-1” exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes;
- as compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, alterado pelo Decreto nº 8.379/2014, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência; e caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela ANEEL, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os custos da Parcela B, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos pela inflação em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGP-M. O reajuste

tarifário médio anual inclui componentes como a variação interanual de custos fixos da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, os quais compensam as mudanças nos custos da companhia para mais ou para menos que não tem como serem previstos no cálculo da tarifa cobrada no período anterior. As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais determinados pelo regulador e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala e os custos trabalhistas. Este Fator X é resultado de três componentes, a produtividade, já citada, a qualidade (Fator XQ) que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado e o último componente, chamado Fator X_t – trajetória que tem como objetivo reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido para o ano que antecede o ciclo de revisões.

Em 2011, a ANEEL finalizou a Audiência Pública 040/2010, que tratou da metodologia da terceira revisão periódica. Para calcular a taxa de retorno a ANEEL utiliza a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos em comparação à taxa de 11,25% aplicada no último ciclo.

A ANEEL também alterou a metodologia utilizada para calcular o Fator X da metodologia de fluxo de caixa descontado para o método de Produtividade dos Fatores Totais (PTF), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade. Foi incluído os componentes XQ e X_t conforme já citado. O fator X determinado na revisão de 2013 para o período 2013/2018 foi um X_t de 0,68% e um X_{pd} de 1,15%. Em cada revisão é calculado um XQ que será somado aos valores anteriores.

A ANEEL editou, ainda, regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, Veja a seção “– O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão”.

Aquisição de Terrenos

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

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrelétrico e termelétrico de larga escala, composto predominantemente por usinas hidrelétricas detidas por diversos proprietários. A Rede Brasileira é formada por companhias das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Aproximadamente 2% da capacidade de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 246.560 MW, dos quais apenas 43% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em Julho de 2014.

O Brasil possui uma capacidade instalada no sistema de energia interligado de 123,94GW em dezembro de 2014, da qual aproximadamente 71,96% é hidrelétrica, de acordo com o Planejamento Mensal da Operação do ONS. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 70.412 milhas de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 35% da capacidade de geração instalada e 55% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, sociedade controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação de programas de política energética, de preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são detidas por companhias elétricas estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Histórico

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

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.
- O Governo Federal promulgou a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, a Lei de Concessões, e a Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, a Lei de Concessão de Energia Elétrica, que juntas:
 - exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
 - gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
 - previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou parte, a sua energia a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
 - concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso a todas as redes de distribuição e transmissão; e
 - eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade entre 1MW a 30MW, ou “Pequenas Centrais Hidrelétricas”, alterada pela Lei nº 11.943 de 28 de maio de 2009, a qual aumentou o limite de 30MW para 50MW, seja para Pequenas Centrais Hidrelétricas ou não.
- A criação da ANEEL e do CNPE, em 1997.
- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia. A Lei do Setor Elétrico previu o seguinte:
 - o estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;
 - a criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional; e
 - a instituição de leilões públicos para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, sem prejuízo dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei de Concessão de Energia Elétrica.
- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores garantia de fornecimento de energia, combinada com a razoabilidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

- Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal promulgou a MP 579, convertida na Lei nº 12.783, com o objetivo de reduzir tarifas de geração, transmissão e distribuição de energia e trazer encargos regulatórios no Mercado Brasileiro de Energia. A Lei nº 12.78 alterou as regras de revisão e prorrogação de certas concessões e implementa novas normas de licitação para certos serviços públicos, bem como em reajuste das tarifas e alterações da regulamentação referente à mobilidade dos participantes entre o ACR e o ACL e à alocação da energia ofertada em ambos os mercados.

Racionamento e Recomposição Tarifária Extraordinária

Racionamento de eletricidade; medidas governamentais para compensar concessionárias de energia elétrica

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia elétrica, e a significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada a partir de fontes hidrelétricas resultou em uma queda anormal nos níveis em vários dos reservatórios utilizados pelas maiores usinas de geração hidrelétrica do Brasil. Em maio de 2001, o governo federal anunciou um conjunto de medidas que exigiam redução no consumo de energia elétrica, em resposta a essas condições (“plano de racionamento de energia elétrica brasileiro”).

Nos termos deste acordo, companhias de distribuição e de geração de energia elétrica (como a nossa) foram recompensadas pelas perdas de receita decorrentes do racionamento imposto pelo governo federal - seja devido ao menor volume de vendas, ou a redução nos preços de venda de energia elétrica, ou pela compra de energia elétrica na CCEE. Esta compensação foi dada na forma de direito de cobrar aumentos extraordinários de tarifas de energia elétrica dos consumidores, ao longo de um período futuro (em média 74 meses), o que terminou em Março de 2008.

No entanto, o Novo Modelo do Setor Elétrico (que tem como um de seus principais propósitos garantir o abastecimento de energia elétrica) criou leilões para o mercado regulado (Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR), em que é possível comprar energia elétrica proveniente de novas instalações para garantir o suprimento de energia. Desde que o Novo Modelo do Setor foi criado, aproximadamente 47.000 MW de capacidade foram colocados nestes leilões, para início de fornecimento entre 2008 e 2017.

Desse montante, um total de 5.085MW foram contratados em leilões "reserva" - ou seja, esta capacidade de energia não está comprometida com contratos de venda com consumidores ou distribuidoras. Os geradores devem atender ao contrato de energia de reserva, mantendo as unidades geradoras em disponibilidade para operação pelo ONS, assim como se responsabilizando pelo montante de geração efetiva da parcela quantificada como inflexível. A remuneração dos geradores de energia de reserva é através de encargos pagos por todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres).

Na estação das chuvas (novembro a março) do final de 2012 e início de 2013, a incidência de chuva foi inferior ao esperado na região Sudeste do Brasil, e nesta situação as usinas termelétricas foram ativadas para gerar oferta complementar para atender às necessidades de consumo de energia elétrica do sistema. Neste período, a principal estratégia do operador da rede nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS) foi de preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para garantir o abastecimento das necessidades de energia do sistema ao longo do todo o ano de 2013.

Isso resultou em um alto nível de despesas com a geração termelétrica e um aumento sustentado do preço do mercado spot - que alcançou R\$413,95/MWh no submercado sudeste já em janeiro de 2013.

Novamente, na estação chuvosa de 2013-14, as chuvas no Sudeste foram menores do que a média esperada, quebrando o recorde do histórico. Isso levou o sistema a um estado de alerta durante todo o ano de 2014, concentrando os esforços da operação em como manter a capacidade do sistema para suprir as necessidades de consumo. O Operador Nacional do Sistema continuou a despachar todas as usinas termelétricas e flexibilizou as restrições hidráulicas para manter os níveis de armazenamento e atender a carga. Ao longo do ano o preço da energia atingiu o teto regulamentado, levando o preço do mercado spot, para R\$ 822/MWh durante vários meses. Neste ano a média ficou em R\$ 688/MWh.

No final de 2014, os níveis de armazenamento dos reservatórios do SIN atingiram um patamar de pouco acima de 22%, um dos mais baixos já registrados. As Energias Afluentes dos meses de janeiro e fevereiro de 2015 ficaram bem abaixo dos níveis esperados para esses meses, o que contribuiu para a não recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios do SIN nesse período. O mês de março/2015 apresentou uma melhora das Energias Afluentes, e combinado com um consumo de energia abaixo do esperado, os níveis de armazenamento nos reservatórios do SIN atingiram 30% no final desse mês. Com um cenário macroeconômico adverso, o consumo de energia ao longo do ano de 2015 deve permanecer no mesmo patamar de 2014, e assim, as condições de atendimento ao mercado do SIN devem se manter adequadas se as condições hidrológicas não apresentarem uma piora significativa.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao MME ou à ANEEL, por delegação do MME, enquanto poder concedente, a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica, por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Para a renovação das concessões existentes o período era normalmente de 20 anos para distribuição, 20-30 anos de transmissão, dependendo do contrato, e o período para geração dependia dos contratos. As concessões existentes, concedidas antes da publicação da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, podem ser renovadas por mais um período, a critério exclusivo do poder concedente. As concessões concedidas após a publicação da Lei nº 10.848 não podiam ser renovadas.

Porém, com a edição da MP 579, convertida na Lei nº 12.783, as concessões concedidas nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério do poder outorgante, a partir de 12 de setembro de 2012.

Nós acreditamos que a renovação das nossas concessões de distribuição, nos termos da Lei nº 12.783, não terão impacto nas tarifas cobradas por essas concessões.

Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia firmou o segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, o qual prorrogou a concessão por 30 anos, nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, a partir de 1º de janeiro de 2013, resultando em uma redução da Receita Anual Permitida – RAP da Transmissora em torno de 60%. Os ativos de transmissão, existentes e não depreciados a partir de 31 de maio de 2000, foram reavaliados e indenizados pelo Poder Concedente, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 580, de 1º de novembro de 2012, minimizando o impacto da redução da RAP. Por outro lado, para aqueles ativos ainda não depreciados e existentes antes de 31 de maio de 2000, a Companhia aguarda sua reavaliação e indenização, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 589/2013.

A Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de diversas usinas, nos termos da MP 579/2012, com vencimento no período de 2013 a 2017. Essas usinas já passaram por uma prorrogação mediante as condições estabelecidas no Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997. Em relação às usinas que ainda passariam por sua primeira prorrogação, o que inclui as centrais geradoras Jaguará, São Simão e Miranda, o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 garante a sua prorrogação por mais 20 anos nas condições existentes no citado dispositivo.

Com fulcro nesse entendimento, a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa Companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica Jaguará (UHE Jaguará), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Jaguará até que este Mandado de Segurança seja julgado. A contingência desta ação está classificada como de perda “possível” em razão de sua natureza e da complexidade envolvida no caso concreto. Neste contexto, é de se reconhecer como elementos configuradores da contingência a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria, e que a ação proposta configura-se em “leading case” na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões.

Pelos mesmos fundamentos e na iminência do vencimento do prazo originalmente previsto para que findasse a concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (UHE São Simão), a Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo da referida concessão, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, para permitir sua continuidade no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança referente à UHE Jaguará, citado acima, ressaltando o Ministro Relator, em sua decisão liminar, que poderá reexaminar o pleito deferido em não ocorrendo à finalização do julgamento do MS de Jaguará em até 45 dias após o início das atividades judicantes da Primeira Seção do STJ no ano de 2015.

Com relação às demais usinas, cujo vencimento das concessões se dá no período de 2013 a 2017, o que inclui as usinas Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos pela devolução ao Poder Concedente.

A usina de Dona Rita foi devolvida à União, ficando provisoriamente sob a responsabilidade de Furnas Centrais Elétricas, até que seja realizada sua licitação, conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 189/2013.

Em 2014, após decisão da ANEEL de aditar os contratos de concessão e permissão das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, a Companhia assinou o quarto termo aditivo para cada um dos seus contratos de concessão de distribuição, onde ficou estabelecido dispositivo garantindo que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela

A – CVA e outros componentes financeiros sejam incorporados na base de indenização prevista para o caso de extinção, por qualquer motivo, das respectivas concessões de distribuição.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

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

Ministério de Minas e Energia – MME

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

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

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

Operador Nacional do Sistema – ONS

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR e contratos resultantes do mercado livre, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse equilíbrio poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

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

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

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

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

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

Restrições à Concentração

Em 10 de novembro de 2009, a ANEEL emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a ANEEL, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico (“SDE”) do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei nº 8.884 foi revogada e substituída pela Lei nº 12.529. Essa nova lei extinguiu a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Se necessário, a Superintendência Geral solicitará à ANEEL que analise os atos supracitados. O CADE decidirá se deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia, conforme disposto nos artigos 37 e 45 da lei mencionada acima.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas.

Em 2002, foi instituído o Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa.

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

Adicionalmente, o governo promoveu dois leilões para geração de energia alternativa e quatro leilões regulados de reserva, nos quais as usinas com permissão para venda de energia nos termos desses leilões são projetos de energia eólica, PCH ou de biomassa.

Encargos Regulatórios

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

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

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

Desde janeiro de 2013, a Reserva Global de Reversão não é cobrada: (i) de distribuidoras; (ii) de serviços de transmissão e geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Essas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção em todo o país, (2) à produção de energia por meio de fontes alternativas e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. Com a promulgação da Lei nº 12.783/2013 seus recursos também foram utilizados para assegurar a diminuição das tarifas de energia elétrica. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobrás.

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

Taxa de Fiscalização da ANEEL - TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE, é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada conforme Procedimento de Regulação Tarifária - Submódulo 5.5 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica — TFSEE com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à ANEEL em 12 parcelas mensais.

Conta - ACR

Em dezembro de 2012 expiraram cerca de 8.600 MW em contratos de energia das distribuidoras. Esses contratos tinham sido assinados nos primeiros leilões de energia existentes, realizados em 2005, e deveriam ser recontratados em um novo leilão de energia. No entanto, o governo não realizou o leilão em 2012 porque ele esperava que, com a renovação de contratos de concessão, essa energia seria fornecida pelo Contrato de Cotas de Energia Assegurada. Contudo, a quantidade de energia renovada foi menor do que o esperado e as distribuidoras ficaram subcontratadas em 2.000 MW em 2013; e 2.500 MW em 2014.

Essa situação foi agravada ainda mais pelo atraso da entrada em operação de usinas e pela baixa contratação nos leilões realizados em 2013 e 2014. Assim, a subcontratação atingiu 3500 MW em 2014. Neste cenário a única opção para os distribuidores, em uma situação de descontratação, é comprar a energia subcontratada no mercado spot.

A situação hidrológica do sistema nos anos 2013/2014, como explicado acima, levou o custo da energia no mercado spot para seu nível mais alto, fazendo com que a exposição financeira das distribuidoras chegasse a bilhões de reais. Como o custo da exposição dos distribuidores só é repassado aos consumidores no ano seguinte, esse descompasso causou um problema no fluxo de caixa das empresas.

Assim, o governo criou a Conta-ACR por meio do Decreto nº 8.221/14, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 612/2014, que institui a criação de uma conta a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O projeto destina-se a cobrir a totalidade ou parte dos custos resultantes da exposição involuntária no mercado spot e do despacho das usinas térmicas ligadas aos contratos de disponibilidade do ambiente regulado. Para cobrir esses custos a CCEE obteve um financiamento com um grupo de instituições financeiras privadas e públicas. Tais recursos deverão ser repassados para as distribuidoras, conforme determinado no Decreto nº 8.221/14 e na Resolução ANEEL nº 612/14. Em 2014, o total dos empréstimos levantado por esta conta e repassados às distribuidoras foi de R\$ 21 bilhões.

A partir de 2015, o valor total das operações de crédito contratadas será amortizado em 24 meses, mediante o pagamento de encargos via CDE para todas as empresas de distribuição na proporção de seus mercados cativos. Esse encargo será incluído na tarifa de energia dos seus consumidores.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que os hidro geradores compartilhem os riscos hidrológicos da rede Brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende do volume de energia de fato gerado por elas, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina. A Energia Garantida ou Assegurada é determinada em cada contrato de concessão.

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

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

Em 2014 tivemos um ano com condições hidrológicas bem adversas, o que resultou na redução da geração hidráulica e no despacho total das térmicas do sistema, conforme visto anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causa uma exposição dos geradores ao mercado de curto prazo. A proporção da exposição é calculada pela razão entre a energia gerada por todas as usinas do MRE e a totalidade da garantia física. Essa razão é chamada de GSF (Generating Scaling Factor) ou Fator de Ajuste da Energia e no ano de 2014 ficou em 0,91, ou seja, os geradores tiveram sua garantia física reduzidas de 9% no ano.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas (i) de uso do sistema de distribuição local, ou Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD; e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado, ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-oeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. Todas essas tarifas são estabelecidas pela ANEEL. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa

TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração, outras distribuidoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com o índice de reajuste de cada Distribuidora que leva em consideração a inflação e a variação dos custos de transmissão de energia elétrica e dos custos com encargos regulatórios. Esta alteração é repassada anualmente para os clientes da rede por meio dos Reajustes Tarifários Anuais ou Revisões.

TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração, distribuição e Consumidores Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão. As geradoras, consumidores livres e concessionárias de distribuição pagam ainda receita por conexões exclusivas com algumas transmissoras. Não são definidas tarifas para estas conexões, e sim uma receita para um período de 12 meses pagas mensalmente por meio da emissão de faturas.

Distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia, de pagamento de encargos ou pagamentos relacionados a transmissão de energia elétrica, dentre outros relacionados às condições de mercado. Os custos de todas as companhias de distribuição são devidos pela ANEEL em (1) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A e (2) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

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

- Taxas Regulamentares e Encargos setoriais (CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos com compra de energia (CCEARs, Energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas Custos com transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, Transporte de Eletricidade de Itaipu, Uso das Instalações de Conexão com transmissoras, uso das instalações de outras distribuidoras e ONS).

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

- remuneração dos investimentos;
- tributos;
- inadimplência regulatória;
- custos de depreciação; e
- custos operacionais de cada empresa.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M, ajustados por um Fator X. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos de seus contratos de concessão, fazem jus também à revisão periódica. Essas revisões visam a (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia e (2) determinar o fator X.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M, utilizado nos reajustes anuais e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os consumidores finais.

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

Item 4A. Comentários não resolvidos do *staff*

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

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

Declaração de Conformidade

Nossas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (“IFRS”), conforme emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Bases de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens da demonstração da posição financeira:

- os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros da concessão mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia.

Estimativas Contábeis Críticas

A seguinte descrição refere-se s áreas que requerem maior julgamento ou envolvem maior grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados das operações. As estimativas contábeis que fazemos nesse contexto requerem que façamos suposições sobre assuntos que são altamente incertos.

A descrição inclui apenas as estimativas que consideramos mais importantes, baseado no grau de incerteza ou a probabilidade de impacto material caso fosse usada outra estimativa. Há diversas outras áreas em que foram usadas estimativas sobre assunto incertos, mas o efeito resultante razoável da alteração da estimativa ou uso de estimativa diferente não é material para nossa apresentação financeira. Para informações detalhadas nossas Políticas e Estimativas Críticas Contábeis, veja a Nota 2 das nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas de 31 de dezembro de 2014.

Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa

Nós constituímos provisões para créditos de liquidação duvidosa no montante que estimamos ser suficiente para cobrir as perdas previsíveis atualmente, conforme segue: (i) para consumidores com débitos materiais, é feita uma análise individual do saldo, considerando o histórico de inadimplemento, negociações em progresso e a existência de garantias reais; (ii) para outros consumidores, os débitos que estiverem em atraso por mais de 90 dias para consumidores residenciais, ou mais de 180 dias para consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para outros tipos de consumidores, são 100% provisionados. Estes critérios são os mesmos estabelecidos pela ANEEL.

Nós monitoramos continuamente as cobranças e pagamentos de consumidores e revemos e refinamos o processo de estimativa. Uma alteração futura em nossas estimativas poderia resultar em um aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa, o que poderia causar um efeito material adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

Imposto de renda e contribuições sociais diferidos

Nós provisionamos o imposto de renda de acordo com o IFRS. O IFRS requer uma análise de ativos e responsabilidades na contabilização do imposto de renda atual e diferido. No mesmo sentido, os efeitos das diferenças entre a base tributária de ativos e responsabilidades e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas foram tratadas como diferenças temporárias para os fins de provisionamento do imposto de renda diferido.

Analisamos regularmente nossos ativos fiscais diferidos para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação, baseada nas receitas tributáveis históricas, receitas tributárias futuras projetadas, e o prazo esperado para reversão das diferenças temporárias. Caso não consigamos gerar receita tributária futura suficiente, ou se houver alguma mudança material nas alíquotas efetivas ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornarão tributáveis ou dedutíveis, poderemos ser obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação para todos ou uma parte significativa de nossos ativos fiscais diferidos, resultando em um aumento substancial de nossa alíquota efetiva de imposto e um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais.

Imobilizado

Os bens do Ativo Imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo custo atribuído, encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. O custo inclui os gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. Para os ativos construídos por nós, são incluídos os custos de materiais e mão de obra direta, além de outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que estejam em condições de operar de forma adequada.

Ativos intangíveis

Os seguintes critérios são aplicados em caso de ocorrência: (i) Ativos intangíveis adquiridos de terceiros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização; (ii) Ativos intangíveis gerados internamente: são reconhecidos como ativos na fase de desenvolvimento desde que seja demonstrada a sua viabilidade técnica de utilização e se os benefícios econômicos futuros forem prováveis. São mensurados pelo custo, deduzidos da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável.

Os ativos financeiros da concessão

Nosso tratamento contábil para ativos financeiros da concessão depende dos critérios de avaliação dos ativos vinculados à concessão.

Para os ativos de distribuição - Medimos o valor dos ativos que não serão totalmente amortizados até o final do período da concessão. Reconhecemos um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando temos um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do poder concedente, ou em nome do poder concedente. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante o prazo de concessão é registrada como ativo intangível e é integralmente amortizada durante o período da concessão.

Novos ativos são registrados inicialmente em ativos intangíveis, avaliados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando os ativos iniciam a operação eles são divididos em ativos financeiros e ativos intangíveis, de acordo com o critério referido no parágrafo anterior: a parte dos bens que são registrados em ativos financeiros é avaliada com

base no valor novo de reposição (VNR), tendo como referência os valores homologados pelo poder concedente para a base de remuneração dos ativos (Base Regulatória de Remuneração ou BRR) no processo de revisão tarifária.

Para os ativos de transmissão - Uma vez que os contratos de transmissão determinam que as concessionárias tem direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, diretamente do poder concedente, ou em nome do poder concedente, para as novas concessões de transmissão, registramos um ativo financeiro pelo valor justo, correspondente à receita de transmissão a ser recebida durante todo o período da concessão.

Depreciação e Amortização

Depreciação e amortização são calculadas usando-se o método linear, a taxas anuais baseadas na estimativa da vida útil dos ativos, nos termos dos regulamentos da ANEEL e práticas de mercado no Brasil.

O tratamento contábil para amortização de ativos intangíveis depende da natureza do ativo intangível. Os ativos intangíveis relacionados a um contrato de concessão de serviços, líquidos de valor residual, são amortizados de acordo com o IFRIC 12 em uma base linear durante o período de concessão estipulado no contrato de concessão. Outros ativos intangíveis são amortizados numa base linear ao longo da vida econômica útil estimada dos ativos, em conformidade com as taxas de amortização estabelecidas pelo poder concedente.

Na medida em que as vidas reais diferirem dessas estimativas, haveria um impacto sobre o valor da depreciação e amortização acumulado em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma diminuição significativa na estimativa da vida útil de uma quantia material de propriedade, instalações e equipamentos, bens intangíveis, ou nos bens do consórcio do projeto de geração de energia elétrica no qual somos parceiros, poderia ter um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais no período em que a estimativa é revista e em períodos subsequentes.

Benefícios de Funcionários Pós-Aposentadoria

Nós patrocinamos um plano de pensão de benefício definido e um plano de pensão de contribuição definida cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações para pensão e outros benefícios pós-aposentadoria depende de determinados pressupostos atuariais. Essas premissas estão descritas na Nota 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outros, a taxa de longo prazo de retorno esperada dos ativos do plano e aumentos de salários e custos de saúde. Embora acreditemos que nossas premissas são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar substancialmente a pensão e outras obrigações pós-aposentadoria.

Provisões para Contingências

Somos parte em alguns processos judiciais no Brasil que surgem no curso normal dos negócios, relacionados a assuntos fiscais, trabalhistas, cíveis e outros.

Essas provisões são estimadas com base na experiência histórica, a natureza dos créditos, bem como o estado atual das reivindicações. A contabilização de contingências requer julgamento significativo por parte da administração, relativo às probabilidades estimadas e intervalos de exposição a responsabilidade potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode mudar à medida que novos desenvolvimentos ocorram ou mais informação se torne disponível. O resultado das contingências pode variar significativamente e pode materialmente afetar nossos resultados consolidados das operações, fluxos de caixa e posição financeira.

Fornecimento de eletricidade não faturado

O fornecimento varejista de energia elétrica não faturada, no período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e é acumulada para o final do mês. Embora acreditemos que nossas provisões são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar materialmente nossos recebíveis consumidores.

Instrumentos Derivativos

A contabilização de operações com derivativos nos obriga a realizar julgamentos para calcular valores justos de mercado, que são usados como base para o reconhecimento dos instrumentos financeiros derivativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Esta medição pode depender do uso de estimativas, como taxas de juros de longo prazo, moedas estrangeiras e índices de inflação, e torna-se cada vez mais complexo quando o instrumento a ser avaliado não tem contrapartes com características semelhantes negociados em um mercado ativo. Para informações mais detalhadas sobre Instrumentos Financeiros Derivativos, veja a Nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2014.

A subsidiária Cemig GT concedeu ao Equity Fund, que é acionista da Taesa a opção de vender suas ações da Taesa, exercíveis em outubro de 2014. A opção é calculada através da soma dos valores injetados pelo fundo na Taesa, além de despesas correntes do Fundo, menos juros sobre capital próprio e dividendos, pagos pela Taesa. O valor líquido deve ser atualizado pelo IPCA (divulgado pelo IBGE), acrescido de remuneração financeira. O Fundo de Participações Coliseu não exerceu opção de venda uma vez que o preço de exercício da opção sobre as ações da Taesa foi inferior ao preço de mercado destas ações. Mais detalhes ver nota explicativa 14 às demonstrações financeiras.

A Cemig concedeu ao Fundo de Participações Redentor, que é acionista da Parati, uma opção de venda da totalidade das ações da Parati de propriedade do Fundo, exercível em maio de 2016. O preço de exercício da opção é calculado através da soma do valor dos aportes do Fundo na Parati, acrescidos das despesas de custeio do Fundo e deduzindo-se os juros sobre capital próprio e dividendos distribuídos pela Parati. Sobre o preço de exercício haverá atualização pelo CDI acrescido de remuneração financeira de 0,9% ao ano. Mais detalhes ver nota explicativa 14 às demonstrações financeiras.

Foram assinados, entre a Cemig GT e as entidades de previdência complementar que participam da estrutura de investimentos da SAAG, Contratos de Outorga de Opção de Venda de Cotas (“Opções de Venda”), que poderão ser exercidas, a critério das entidades de previdência complementar, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado pro rata temporis, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos os dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Mais detalhes ver nota explicativa 14 às demonstrações financeiras.

Novos Pronunciamentos Contábeis:

Em 2014, adotamos uma série de IFRSs novas e revisadas emitidas pelo Conselho Internacional de Padrões Contábeis - International Accounting Standards Board (IASB), que são obrigatórios para o efetivo exercício que começa em 1º de janeiro 2014. Abaixo destacamos as principais alterações que têm efeito sobre nossas demonstrações contábeis.

IFRIC 21 - Tributos – orienta sobre quando reconhecer um passivo para uma taxa imposta pelo governo, tanto para as taxas que são contabilizadas de acordo com o IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e aqueles nos quais os valores e o período da taxa são claros.

IAS 36 – Impairment de ativos – adiciona orientações sobre a divulgação de valores recuperáveis de ativos não financeiros. As alterações do IAS 36 retiram os requerimentos de divulgar o montante recuperável de uma unidade geradora de caixa para a qual o ágio de expectativa de rentabilidade futura (goodwill) ou outro ativo intangível com vida útil indefinida tenha sido alocado quando não tenha ocorrido redução ao valor recuperável de um ativo ou reversão de redução ao valor recuperável relacionado a essa unidade geradora de caixa. Adicionalmente, esses ajustes introduziram divulgações adicionais aplicáveis para quando o valor recuperável de um ativo ou uma unidade geradora de caixa é mensurado pelo valor justo menos custos de alienação. Esses novos requerimentos de divulgação incluem a hierarquia do valor justo, as premissas chave e técnicas de valorização utilizadas, que estão em linha com as divulgações requeridas pela IFRS 13- Mensuração do Valor Justo.

Alterações ao IAS 32 - Apresentação de Instrumentos Financeiros Ativos e Passivos Líquidos - Os ajustes do IAS 32 esclarecem os requerimentos relacionados à compensação de ativos financeiros com passivos financeiros. Especificamente, a emenda clarifica o significado de “direito legalmente executável para liquidar pelo montante líquido” e “realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente”.

IAS 36 – Impairment de ativos – adiciona orientações sobre a divulgação de valores recuperáveis de ativos não financeiros.

Alterações às IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 – as alterações à IFRS 10 definem uma entidade de investimento e exigem que a entidade que reporta e que se enquadra na definição de uma entidade de investimento não consolide suas controladas, mas, em vez disso, mensure suas controladas pelo valor justo através do resultado em suas demonstrações financeiras consolidadas e separadas. Foram feitas alterações decorrentes à IFRS 12 e à IAS 27 para introduzir novas exigências de divulgação para entidades de investimento.

Novos pronunciamentos ainda não adotados

A Companhia não adotou as IFRS novas e revisadas a seguir, já emitidas e ainda não adotadas, sendo que apresentará em mais detalhes aquelas que julga serem aplicáveis às suas operações:

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros - A IFRS 9 emitida em novembro de 2009 introduziu novos requerimentos de classificação e mensuração de ativos financeiros. A IFRS 9 foi alterada em outubro de 2010 para incluir requerimentos para classificação e mensuração de passivos financeiros e para desreconhecimento. Outra revisão da IFRS 9 foi emitida em julho de 2014 e incluiu, principalmente a) requerimentos de impairment para ativos financeiros e b) alterações limitadas para os

requerimentos de classificação e mensuração ao introduzir um critério de avaliação a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” para alguns instrumentos de dívida simples.

O efeito mais significativo da IFRS 9 relacionado à classificação e mensuração de passivos financeiros refere-se à contabilização das variações no valor justo de um passivo financeiro (designado ao valor justo através do resultado) atribuíveis a mudanças no risco de crédito daquele passivo. Especificamente, de acordo com a IFRS 9, com relação aos passivos financeiros reconhecidos ao valor justo através do resultado, o valor da variação no valor justo do passivo financeiro atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo é reconhecido em “Outros resultados abrangentes”, a menos que o reconhecimento dos efeitos das mudanças no risco de crédito do passivo em “Outros resultados abrangentes” resulte em ou aumente o descasamento contábil no resultado. As variações no valor justo atribuíveis ao risco de crédito de um passivo financeiro não são reclassificadas no resultado. Anteriormente, de acordo com a IAS 39 e o CPC 38, o valor total da variação no valor justo do passivo financeiro reconhecido ao valor justo através do resultado era reconhecido no resultado.

Em relação ao impairment de ativos financeiros, a IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito. Não é possível fornecer estimativa razoável desse efeito até que a Companhia efetue uma revisão detalhada desses impactos.

Alterações à IFRS 11/CPC 19 (R2) - Negócios em Conjunto- As alterações à IFRS 11/CPC 19 (R2) fornecem instruções de como contabilizar a aquisição de um negócio em conjunto que constitua um “negócio”, conforme a definição dada pela IFRS 3/CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios. Especificamente, as alterações estabelecem que os princípios relevantes na contabilização de uma combinação de negócios sob a IFRS 3/CPC 15 (R1) e outras normas (como o IAS 36/ CPC 01 (R1) Redução ao Valor Recuperável de Ativos no que se refere ao teste de recuperabilidade de uma unidade geradora de caixa para a qual o goodwill originado na aquisição de um negócio em conjunto foi alocado) devem ser aplicados. As alterações da IFRS 11/CPC 19 (R2) aplicam-se prospectivamente para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016.

A Companhia está analisando os impactos dessas alterações, não sendo identificado nenhum impacto relevante sobre as demonstrações financeiras.

Principais Fatores que Afetam nossa Condição Financeira e nossos Resultados Operacionais

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

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

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

Em geral, as tarifas da energia elétrica comprada por nossa Companhia são determinadas com referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados.

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

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R\$/MWh)			
Tarifa industrial	184,16	171,54	172,26
Tarifa residencial	517,58	476,93	551,23
Tarifa comercial	435,65	390,06	442,60
Tarifa rural	267,85	244,72	273,71
Tarifa de serviços públicos e outros	320,05	284,49	325,66

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	26.026	23.452	25.473
Consumidores residenciais	10.014	9.473	8.871
Consumidores comerciais	6.395	6.035	5.723
Consumidores rurais	3.390	3.028	2.857
Serviços públicos e outros consumidores	3.462	3.371	3.258
Tarifa média (R\$/MWh)	302,53	277,50	296,24
Receita total (milhões de R\$)	14.922	12.597	13.691
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	14.146	16.127	13.368
Tarifa média (R\$/MWh)	163,30	132,94	126,35
Receita total (milhões de R\$)	2.310	2.144	1.689

Tarifas de distribuição

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

Todos os anos, em abril, a ANEEL emite uma resolução que estabelece a taxa média de reajuste anual para a Cemig Distribuição. Essa taxa (normalmente positiva, indicando crescimento) foi de 3,06% em 2013, 16,33 em 2014, 28,76% relativo à Revisão Tarifária Extraordinária de 2015 e 11,52% (7,07% impacto real) relativo ao reajuste tarifário de 2015.

Em janeiro de 2013, o Governo Federal publicou a Lei nº 12.783, que excluiu alguns encargos, reduzindo os preços da energia vendida pelos geradores que tiveram seus acordos de concessão renovados, bem como os preços para a transmissão de eletricidade, pela redução da receita das transmissoras que também tiveram suas concessões renovadas. Em 24 de janeiro desse mesmo ano, a ANEEL estabeleceu novas tarifas para que as distribuidoras repassassem aos consumidores os impactos da referida lei. Este reajuste foi feito através de uma Revisão Tarifária Extraordinária, para todos os distribuidores. O ajuste tarifário representou para a Cemig uma redução de receita de 22%. Entretanto, este ajuste não impactou nossos rendimentos, pois ocorreram apenas nos custos da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis.

Em 07 de abril de 2014 a ANEEL definiu o reajuste anual de tarifas para a Cemig D (Distribuição): aumento de 16,33%. Esse aumento tem os seguintes componentes: (i) aumento de 11,91% no reajuste econômico; (ii) aumento de 3,08% na variação da CVA (Conta de Variação dos Itens da Parcela A); e (iii) aumento de 1,33% relacionado a outros componentes financeiros. Desde 2013 os subsídios concedidos a certas classes de consumidores são tratados externamente às tarifas e não aparecem como componente do índice de reajuste.

Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig Distribuição de 2015, 2014 e 2013 e a revisão com seus respectivos componentes estão apresentados na tabela abaixo:

	2015 (IRT)	2015 (RTE)	2014	2013
Ajuste tarifário médio da taxa anual/periódica	11,52%(1)	28,76%	16,33%	3,06%
Componentes				
Índice de ajuste tarifário	4,77%	28,76%	11,91%	0,47%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	8,38%	0,00%	3,08%	1,03%
Subsídios	0,00%	0,00%	0,00%	1,45%
Outros ajustes financeiros	-1,63%	0,00%	1,33%	0,11%

(1) 11,52% reduzidos de 4,45%, relativos ao componente financeiro do ano anterior, resultando num impacto de 7,07% na tarifa.

Em 27 de fevereiro de 2015 a ANEEL definiu novas tarifas para as Distribuidoras. Esse reajuste elaborado por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária foi concedido a quase todas as distribuidoras. Nesse reajuste ou revisão foi aplicada uma

específica e simplificada metodologia de cálculo para tratar mudanças concretas na CDE e na energia comprada. Para a Cemig D tal reajuste representa um aumento tarifário de 28,8%, com vigência a partir de 02 de março deste ano.

Receitas de transmissão

O reajuste das receitas das redes e sistema de transmissão de energia elétrica da Cemig GT, como descrito no contrato de concessão, é feito anualmente em junho. O contrato de concessão previamente estabelece um período entre revisões tarifárias de quatro anos. A lei nº 12.783 de 2013 (renovação das concessões) definiu um novo intervalo de cinco anos para as revisões tarifárias, a partir de 2013.

Em 2010, a ANEEL aprovou os resultados da segunda revisão periódica, igualmente com reavaliação de toda a base de ativos da Cemig Geração e Transmissão. Os resultados foram divulgados por meio da Resolução nº 988, de 18 de junho de 2010, definindo uma queda nas receitas anuais de 15,88%. O reajuste é retroativo a 2009, uma vez que o órgão regulador estava trabalhando na definição das normas a serem aplicadas na revisão.

O contrato de concessão prevê que as receitas sejam reajustadas anualmente por causa da inflação. Até janeiro de 2013, o índice utilizado para restabelecer a inflação anual era o Índice de Preço de Mercado Geral, ou IGP-M. Esse índice IGP-M aumentou 4,26% de junho de 2011 a maio de 2012, elevando as receitas do ciclo 2012-2013. Em junho de 2011, a ANEEL aprovou um aumento de 5.0% nas receitas de transmissão. Após a implantação da Lei 12.783/2013, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer o IPCA como o índice de inflação considerado para reajustar a receita anual permitida - RAP anualmente.

No fim de 2012, o Governo Federal renovou a concessão de transmissão da Cemig e reduziu as receitas de janeiro de 2013 para R\$148 milhões ao ano, bem como retirou das receitas os valores correspondentes às alíquotas do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre o serviço.

Em julho de 2013, houve o reajuste anual das tarifas e a RAP da CEMIG GT passou para R\$199 milhões com o acréscimo da receita de novas obras, a parcela de ajuste, referentes ao período anterior e a correção por IPCA. A variação total da RAP de janeiro para julho foi de 11,66%.

Em julho de 2014, houve o reajuste anual das tarifas e a receita anual permitida – RAP da CEMIG GT foi de R\$224 milhões. A variação total da RAP foi de 12,30%.

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

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia elétrica, e a significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada a partir de fontes hidrelétricas resultou em uma queda anormal nos níveis em vários dos reservatórios utilizados pelas maiores usinas de geração hidrelétrica do Brasil. Em maio de 2001, o governo federal anunciou um conjunto de medidas que exigiam redução no consumo de energia elétrica, em resposta a essas condições (plano de racionamento de energia elétrica brasileiro).

Nos termos deste acordo, companhias de distribuição e de geração de energia elétrica (como a nossa) foram recompensadas pelas perdas de receita decorrentes do racionamento imposto pelo governo federal - seja devido ao menor volume de vendas, ou a redução nos preços de venda de energia elétrica, ou pela compra de energia elétrica na CCEE. Esta compensação foi dada na forma de direito de cobrar aumentos extraordinários de tarifas de energia elétrica dos consumidores, ao longo de um período futuro (em média 74 meses), o que terminou em Março de 2008.

No entanto, o Novo Modelo do Setor Elétrico (que tem como um de seus principais propósitos garantir o abastecimento de energia elétrica) criou leilões para o mercado regulado (Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR), em que é possível comprar energia elétrica proveniente de novas instalações para garantir o suprimento de energia. Desde que o Novo Modelo do Setor foi criado, aproximadamente 47.000 MW de capacidade foram colocados nestes leilões, para início de fornecimento entre 2008 e 2017.

Desse montante, um total de 5.97MW foi contratado em leilões "reserva" - ou seja, esta capacidade de energia não está comprometida com qualquer contrato, ou a qualquer fornecimento mínimo.

Na estação das chuvas (novembro a março) do final de 2012 e início de 2013, a incidência de chuva foi inferior ao esperado na região Sudeste do Brasil, e nesta situação as usinas termelétricas foram ativadas para gerar oferta complementar para atender às necessidades de consumo de energia elétrica do sistema. Neste período, a principal estratégia do operador da rede nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS) foi de preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para garantir o abastecimento das necessidades de energia do sistema ao longo do todo o ano de 2013.

Isso resultou em um alto nível de despesas com a geração termelétrica e um aumento sustentado do preço do mercado spot - que alcançou R\$121.29/MWh em julho de 2013 .

O período chuvoso de 2013-14, na região do Sudeste, tem se mostrado bastante inferior às médias esperadas. Isso colocou o sistema em estado de alerta desde o início de 2014, concentrando-se as atenções em meios de manter a capacidade de suprir as necessidades de consumo do sistema. Os níveis de armazenamento estão de novo abaixo do esperado para o período, e projeções de incidência pluviométrica e os fluxos de água no período, são aguardados para dar uma imagem completa da necessidade de ajustes de carga para preservar a capacidade para atender ao mercado. Neste momento, o estado é de alerta para a necessidade de preservar essa capacidade.

A capacidade de geração hídrica do país tem sido afetada fortemente pela atual situação hidrológica, principalmente em empreendimentos localizados nas regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste do Brasil.

Esta restrição hídrica induz ao despacho do parque termelétrico nacional, enquanto os geradores hidrelétricos geram uma quantidade de energia inferior a de seus compromissos contratuais, fazendo com que as geradoras adquiram no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE o déficit resultante, aos elevados Preços de Liquidação de Diferenças – PLD's da atual conjuntura.

Taxas de Câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em Reais. Entretanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar dos Estados Unidos ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. A Companhia possuía em 2012 contratos de swap com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base na variação do dólar dos Estados Unidos em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário, ou taxa CDI. Estas operações foram liquidadas no decurso de 2013, portanto a Companhia não possui, em 31 de dezembro de 2013 nenhuma operação desta natureza em aberto.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2014 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 33,6%, passando de R\$14.627 milhões em 2013 para R\$19.540 milhões em 2014.

	2014 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2013 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2014 ante 2013 %
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	14.922	76,4	12.597	86,1	18,5
Receitas do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.310	11,8	2.144	14,7	7,7
Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição elétrica (TUSD)	855	4,4	1.008	6,9	(15,2)
CVA e outros componentes financeiros	1.107	5,7	-	-	-
Receitas provenientes da utilização da rede de concessão de transmissão	557	2,9	404	2,8	37,9
Receitas de indenização de transmissão	420	2,1	21	0,1	1.900,0
Receita de transações na CCEE	2.348	12,0	1.193	8,2	96,8
Outras receitas operacionais	1.706	8,7	1.047	7,2	62,9
Deduções da receita	(5.626)	(28,8)	(4.762)	(32,6)	18,1
Total das receitas operacionais líquidas	19.540	100,0	14.627	100,0	33,6

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

As receitas provenientes da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) aumentaram R\$2.325 milhões ou 18,5%, passando de R\$12.597 milhões em 2013 para R\$14.922 milhões em 2014.

Essa variação deveu-se principalmente a:

- reajuste tarifário anual com impacto médio nas tarifas dos consumidores cativos da Cemig Distribuição de 2,99%, a partir de 8 de abril de 2013 (efeito integral em 2014);
- revisão tarifária com impacto médio nas tarifas dos consumidores cativos da Cemig Distribuição de 14,76%, a partir de 8 de abril de 2014;
- aumento de 8,66% na quantidade de energia elétrica fornecida a consumidores finais em 2014.

Evolução do Mercado

O mercado da Cemig consiste na venda de energia para (i) consumidores cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) outros agentes do setor elétrico (comercializadores, geradores e produtores independentes de energia), no ACL; (iv) distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e (v) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), eliminando-se as transações existentes entre as empresas do grupo Cemig.

O mercado da Cemig encontra-se detalhado na tabela apresentada a seguir, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2014, comparativamente às de 2013:

A energia comercializada pela Cemig, no ano de 2014, apresentou um acréscimo de 3,2% em relação ao ano de 2013.

	GWh		
	2014	2013	Var %
Residencial	10.014	9.473	5,7
Industrial	26.026	23.452	11,0
Comércio, Serviços e Outros	6.395	6.036	5,9
Rural	3.390	3.028	12,0
Poder Público	891	861	3,5
Iluminação Pública	1.298	1.267	2,4
Serviço Público	1.273	1.242	2,5
Subtotal	49.287	45.359	8,7
Consumo Próprio	37	35	5,7
	49.324	45.394	8,7
Suprimento a Outras Concessionárias (*)	14.146	16.127	(12,3)
Total	63.470	61.521	3,2

(*) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e contratos bilaterais com outros agentes;

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

Residencial: O consumo residencial apresentou crescimento de 5,7% em relação a 2013. O aumento de consumo de energia desta classe está associado, principalmente, à ligação de novas unidades consumidoras, temperaturas mais elevadas no ano com uma maior utilização de aparelhos de ar condicionado e ventiladores nas residências, e aumento de 2,2% no consumo médio mensal por consumidor, atingindo 131,2 kWh/mês, o maior valor desde o ano de 2001.

Industrial: A energia consumida pelos clientes cativos e livres apresentou um aumento de 11,0% em relação a 2013, decorrente basicamente do crescimento de 13,7% no volume de energia faturada pela Cemig GT para os clientes livres em função da incorporação de novos clientes na carteira e redirecionamento da energia disponível com o término, em dezembro de 2013, de contratos celebrados no ACR para o mercado livre;

Comercial: A energia consumida pelos clientes cativos e livres, na área de concessão em Minas Gerais e fora do Estado, aumentou 5,9%, decorrente, basicamente, da ligação de novas unidades consumidoras e ao incremento de consumo, principalmente de ar condicionado em decorrência da alta da temperatura em 2014.

Rural: O consumo dessa classe cresceu 12,0%, em decorrência do aumento na demanda de energia para irrigação, em função das condições climáticas atípicas ao longo do ano de 2014, com menores chuvas e temperatura mais elevada.

Demais classes: As demais classes (Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio), cresceram 2,8% no ano de 2014.

Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias

A receita com energia vendida foi R\$2.310 milhões em 2014 comparada a R\$2.144 milhões em 2013, o que representou um aumento de R\$166 milhões ou 7,7%.

Apesar da redução de 12,3% na quantidade de energia vendida a outras concessionárias, que foi de 14.146 GWh em 2014, comparada a 16.127 GWh em 2013, o aumento na receita foi justificado pelo aumento de 20,7% no preço médio de venda da energia, que foi de R\$159,16 por MWh no exercício de 2014 em comparação a R\$132,94 por MWh em 2013.

O aumento no preço médio decorre substancialmente da redução de oferta de energia em 2014, consequência do baixo nível dos reservatórios.

Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD)

Refere-se à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos consumidores livres sobre a energia vendida. Em 2014, a receita foi de R\$855 milhões comparada a R\$1.008 milhões em 2013, uma redução de 15,2%. Essa variação decorre, basicamente, dos impactos na Cemig Distribuição, como: (a) desaquecimento das atividades do setor industrial no período cujo impacto foi uma redução de 10,3% no volume de energia transportada; (b) impacto tarifário nos consumidores livres a partir de 08 de abril de 2013 com redução de 33,22%, compensado parcialmente pelo reajuste de 8,79% em 08 de abril de 2014.

CVA e Outros Componentes Financeiros

Em função de alteração nos contratos de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica, a Companhia passou a reconhecer os saldos dos custos não gerenciáveis a serem repassados no próximo reajuste tarifário da Cemig D, o que representou uma receita de R\$1.107 milhões em 2014. Vide maiores informações na nota explicativa nº 13 das Demonstrações Financeiras.

Receita com Transações com energia na CCEE

A receita com Transações com energia na CCEE foi de R\$2.348 milhões em 2014 comparada a R\$1.193 milhões em 2013, um aumento de 96,81%. Este resultado decorre, basicamente, da alta de 161,88% verificada no valor médio do Preço no mercado atacadista em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas em 2014 (R\$688,89/MWh em 2014 e R\$263,06/MWh em 2013).

Vendas no mercado de curto prazo

A CEMIG GT teve exposição positiva no mercado de curto prazo em 2014 de 3.170GWh, sendo que 0% foi devido à energia secundária proporcionada pelo sistema através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), 90% pela liquidação da energia da UHE Jaguará que está sob efeito de liminar. Essa exposição positiva em 2014 gerou uma receita de R\$ 2.348 milhões. Pelo resultado mostrado, pode-se perceber que a venda em contratos bilaterais firmes representou a maioria dos recursos disponíveis para a venda, provenientes tanto de usinas próprias como compra de energia de terceiros. As oportunidades comerciais propiciaram uma liquidação de parte do nosso lastro, além da energia secundária, a PLDs elevados, agregando assim valor e resultados à empresa.

Cemig GT

GWh	2012	2013	2014
Energia Liquidada na CCEE	938	4.411	3.170
Ajuste do MRE (Energia Secundária)	2.949	707	0
Ajuste do MRE (GSF <1)	(1.048)	(2.701)	(3.282)
UHE Jaguará (Liminar)	0	1.048	2.844
Total	2.840	3.465	2.669

A CEMIG D teve exposição negativa de 3.333 GWh no mercado de curto prazo no ano de 2014. Esta exposição se deve a não realização do A-1 no final de 2013 e ao insucesso dos leilões ao longo do ano de 2014. A CEMIG D teve também exposições involuntárias devido a atrasos em entrada em operação comercial de usinas que venderam energia para as distribuidoras nos leilões do MME, e também pela perda de contratos de usinas que não foram construídas, e também venderam energia em leilões do MME. Assim, possíveis perdas ou ganhos financeiros das exposições de curto prazo da CEMIG D são contabilizados pela Aneel para os repasses às tarifas dos consumidores finais da empresa.

Cemig D

GWh	2012	2013	2014
Energia Liquidada na CCEE	(52)	(1.376)	(3.333)

Receitas de construção

As receitas de construção reduziram R\$34 milhões, passando de R\$975 milhões em 2013 para R\$941 milhões em 2014, devido a um menor investimento em ativos de concessões. Essas receitas representam os investimentos nos ativos da concessão. A

receitas de construção foi integralmente compensada pelos custos de construção. Veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras receitas operacionais

As outras receitas operacionais aumentaram R\$659 milhões, ou 62,9%, de R\$1.047 milhões em 2013 para R\$1.706 milhões em 2014. Nossas outras receitas operacionais são:

	2014	2013
	(em milhões reais)	
Fornecimento de Gás	422	-
Serviço Taxado	11	10
Serviço de Telecomunicações	135	127
Serviços prestados	118	122
Subvenções (*)	790	673
Aluguel e Arrendamento	81	57
Outras	149	58
	1.706	1.047

(*) Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, que são reembolsados pela ELETROBRAS.

Esta variação foi ocasionada, principalmente, pela receita com fornecimento de gás no montante de R\$422 milhões, decorrente da consolidação da GASMIG, a partir de outubro de 2014.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos incidentes sobre a receita operacional foram de R\$5.626 milhões em 2014 comparados a R\$4.762 milhões em 2013, representando um aumento de 18,1%. Este resultado decorre, principalmente, das variações ocorridas na Receita.

Custos e despesas operacionais

Os Custos e Despesas Operacionais, excluindo Resultado Financeiro, representaram em 2014 o montante de R\$14.451 milhões comparados a R\$11.231 milhões em 2013, um aumento de 28,7%. Mais informações sobre a composição dos Custos e Despesas Operacionais estão disponíveis na Nota Explicativa nº 25 das Demonstrações Financeiras.

	2014 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2013 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2014 ante 2013 %
Energia elétrica comprada para revenda	(7.428)	(38,0)	(5.207)	(35,6)	42,7
Gás comprado para revenda	(254)	-	-	-	-
Encargos de uso das instalações da rede de	(744)	(3,8)	(575)	(3,9)	29,4
Depreciação e amortização	(801)	(4,1)	(824)	(5,6)	(2,8)
Pessoal	(1.252)	(6,4)	(1.284)	(8,8)	(2,5)
Participação dos empregados e administradores	(249)	(1,3)	(221)	(1,5)	12,7
Serviços de terceiros	(953)	(4,9)	(917)	(6,3)	3,9
Obrigações de aposentadoria	(212)	(1,1)	(176)	(1,2)	20,5
Materiais	(381)	(1,9)	(123)	(0,8)	209,8
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(127)	(0,6)	(131)	(0,9)	3,1
Provisões para prejuízos operacionais	(581)	(3,0)	(305)	(2,1)	90,5
Custos de construção	(942)	(4,8)	(975)	(6,7)	3,4
Outras despesas operacionais, líquidas	(527)	(2,7)	(493)	(3,4)	6,5
Total das despesas e custos operacionais	(14.451)	(74,0)	(11.231)	(76,8)	28,7

As principais variações nas Despesas estão descritas a seguir:

A despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda foi de R\$7.428 milhões em 2014 comparada a R\$5.207 milhões em 2013, representando um aumento de 42,7%. Os principais impactos decorrem dos seguintes fatores:

- maior volume de compra de energia no ambiente livre em 2014, uma variação de R\$477 milhões, em função da maior atividade de comercialização, associado ao maior preço da energia em 2014 em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas;
- exposição involuntária em 2014 da Cemig Distribuição ao mercado de curto prazo de energia aliado ao aumento do preço da energia em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Dessa forma, a Companhia teve uma despesa nesse mercado de R\$1.263 milhões em 2014 na comparação com R\$304 milhões em 2013;
- redução de 18,3% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, indexada ao Dólar, que foi de R\$830 milhões no exercício de 2014, comparados a R\$1.016 milhões no exercício de 2013, em decorrência, basicamente, da redução de 28,7% na quantidade de energia comprada sendo 6.254.980 MWh em 2014 comparados a 8.777.227 MWh em 2013. O efeito desta redução na quantidade foi parcialmente compensado pela valorização do Dólar frente ao Real em 2014 comparado ao mesmo período do ano anterior. O Dólar médio relativo às faturas de 2014 foi de R\$2,35, em comparação a R\$2,16 de 2013, o que representou uma variação de 8,8%.

Os Encargos de Uso da Rede de Transmissão totalizaram R\$744 milhões em 2014, comparados a R\$575 milhões em 2013, representando um aumento de 29,4%. Esta despesa refere-se aos encargos devidos, pelos agentes de Distribuição e Geração de energia elétrica, em face da utilização das Instalações, componentes da rede básica, sendo os valores a serem pagos pela Companhia definidos por meio de Resolução pela ANEEL. Este é um Custo não controlável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. As Provisões Operacionais foram de R\$581 milhões em 2014, comparadas a R\$305 milhões em 2013, um aumento de 90,5%. Esta variação decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- constituição de R\$195 milhões em 2014, de provisão para perdas sendo R\$166 milhões decorrentes das opções de vendas das ações da Parati e R\$29 milhões decorrentes de contrato de outorga de opção de venda de cotas da SAAG, que mantém investimento em Madeira Energia, assinado entre Cemig GT e entidades de previdência complementar. Mais detalhes vide Nota Explicativa nº 14.
- acréscimo nas provisões trabalhistas em 2014 de R\$71 milhões na comparação com o ano anterior (R\$242 milhões em 2014 comparados a R\$171 milhões em 2013). Este aumento decorre basicamente da provisão em 2014 de R\$127 milhões em decorrência do aumento de 3% de aumento real aos empregados em função de dissídio coletivo ajuizado por entidades representativas dos empregados. Mais detalhes vide Nota explicativa Nº 22.
- A despesa com Pessoal foi de R\$1.252 milhões em 2014 comparada a R\$1.284 milhões em 2013, representando uma redução de 2,5%. Esta redução decorre, principalmente, do fato que em 2013 a despesa foi impactada de forma extraordinária pelos custos com o Programa de Incentivo ao Desligamento (PID), no montante de R\$78 milhões.

As despesas com Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia foram de R\$282 milhões em 2014 comparados a R\$56 milhões em 2013, aumento de 403,6%. Este resultado decorre da necessidade de aquisição, em 2014, de maior quantidade de óleo combustível para a Usina Termelétrica de Igarapé, acionada com maior intensidade neste ano em função do baixo nível de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Os Custos de Construção de Infraestrutura foram de R\$942 milhões no exercício de 2014 comparados a R\$975 milhões do mesmo período de 2013, uma redução de 3,4%. Este custo é integralmente compensado pela Receita de Construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no período em ativos da concessão.

Receitas financeiras (despesas) líquidas

O resultado em 2014 foi uma Despesa Financeira Líquida de R\$1.101 milhões comparada a uma Despesa Financeira Líquida de R\$309 milhões em 2013. Os principais fatores que impactaram o Resultado Financeiro estão relacionados a seguir:

Em 2013, a Cemig teve um ganho de R\$313 milhões, reconhecido no resultado financeiro, sendo R\$127 milhões como reversão de PASEP e COFINS e R\$186 milhões como receita de variação monetária. Esse resultado decorreu de discussão judicial sobre a ilegalidade da ampliação da base de cálculo da Contribuição ao PASEP e COFINS sobre a Receita Financeira e Outras Receitas não Operacionais, referente ao período de 1999 a janeiro de 2004, sendo que a Companhia obteve êxito por meio de decisão transitada em julgado.

Aumento de 33,4% nos Encargos de Empréstimos e Financiamentos, R\$931 milhões em 2014 comparados a R\$698 milhões em 2013, decorrente do maior volume de recursos em 2014 indexados à variação do CDI e também da maior variação do índice (10,81% em 2014 e 8,05% em 2013);

Reconhecimento de uma despesa financeira de R\$239 milhões em 2014, decorrente de atualização monetária complementar, apurada pela diferença entre a taxa Selic e IGP-M, aplicada sobre o valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) feito pelo Governo do Estado em exercícios anteriores. Mais detalhes vide Nota Explicativa nº 22.

Vide a composição das Receitas e Despesas Financeiras na Nota Explicativa nº 26 das Demonstrações Financeiras.

Despesa de imposto de renda e contribuição social

Em 2014, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$1.342 milhões em relação ao Resultado de R\$4.479 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 30,0%. A Companhia apurou em 2013 despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$950 milhões em relação ao Resultado de R\$4.054 milhões, antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 23,4%. Estas alíquotas efetivas de impostos estão conciliadas com as taxas nominais na Nota Explicativa nº 10 das Demonstrações Financeiras.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2013 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 3,5%, passando de R\$14.137 milhões em 2012 para R\$14.627 milhões em 2013.

	2013 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2012 (em milhões de R\$)	% das receitas operacionais líquidas	2013 ante 2012 %
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	12.597	86,1	13.691	96,8	(8,0)
Receitas do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.144	14,7	1.689	11,9	26,9
Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição elétrica (TUSD)	1.008	6,9	1.809	12,8	(44,3)
Receitas provenientes da utilização da rede de concessão de transmissão	404	2,8	662	4,7	(39,0)
Receitas de indenização de transmissão	21	0,1	192	1,4	(89,1)
Receitas de construção	975	6,7	1.336	9,4	(27,0)
Receita de transações na CCEE	1.193	8,2	387	2,7	208,3
Outras receitas operacionais	1.047	7,2	506	3,6	106,5
Deduções da Receita	(4.762)	(32,6)	(6.135)	(43,4)	(22,4)
Total das receitas operacionais líquidas	14.627	100,0	14.137	100,0	3,5

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

As receitas provenientes da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) reduziram R\$1.094 milhões ou 8,0%, passando de R\$13.691 milhões em 2012 para R\$12.597 milhões em 2013.

Essa variação deveu-se principalmente a:

- redução tarifária média percebida pelos consumidores cativos da Cemig Distribuição de 18,14%, conforme Revisão Tarifária Extraordinária estabelecida pela Medida Provisória 579/12. As tarifas foram aplicadas de 24 de janeiro de 2013 a 07 de abril de 2013, quando ocorreu o resultado do processo de Revisão Tarifária Ordinária da Cemig D;
- redução de 1,78% na quantidade de energia elétrica fornecida a consumidores finais;
- reajuste tarifário anual com impacto médio nas tarifas dos consumidores cativos da Cemig Distribuição de 3,85%, a partir de 8 de abril de 2012 (efeito integral em 2013);
- revisão tarifária com impacto médio nas tarifas dos consumidores cativos da Cemig Distribuição de 2,99%, a partir de 8 de abril de 2013;

- reajuste nos contratos de venda de energia para consumidores livres em 2013, sendo a maior parte dos contratos indexados à variação do IGP-M.

Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias

As receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias aumentaram em R\$455 milhões ou 26,9%, de R\$1.689 milhões em 2012 para R\$2.144 milhões em 2013. Esta variação decorreu do aumento de 5,2% no preço médio dessas vendas que passou de R\$126,35/MWh em 2012 para R\$132,94/MWh em 2013 e do aumento de 20,6% no volume de energia elétrica vendida a outras concessionárias que passou de 13.368.096 MWh em 2012 para 16.127.376 MWh em 2013.

Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD)

As receitas provenientes da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD) reduziram R\$801 milhões, ou 44,3%, passando de R\$1.809 milhões em 2012 para R\$1.008 milhões em 2013. Essas receitas provêm de cobranças de energia vendida aos Consumidores Livres localizados nas áreas de concessão da CEMIG, e a variação em 2013 decorre, principalmente, da redução na tarifa advinda da revisão tarifária da Cemig Distribuição, com impacto médio percebido pelos consumidores livres, de 33,22%, a partir de 08 de abril de 2013, e redução no consumo industrial dos grandes clientes em 2013.

Receitas provenientes da utilização da rede de concessão de transmissão

As receitas provenientes da utilização da rede básica de transmissão reduziram em R\$258 milhões, ou 39,1%, passando de R\$662 milhões em 2012 para R\$404 milhões em 2013. Essas receitas provêm da capacidade de transmissão da Cemig Geração e Transmissão disponibilizada para a rede nacional, e esta variação decorre principalmente da renovação das concessões de transmissão antigas da Companhia que, a partir de 2013 que passaram a ser remuneradas apenas pela operação e manutenção da infraestrutura, conforme os termos da Medida Provisória nº 579 (convertida em Lei Federal nº 12.783/13).

Receita de Indenização de transmissão

A Companhia registrou em 2012 o ganho estimado de R\$192 milhões em função da indenização dos ativos de transmissão que foram enquadrados dentro dos critérios da MP 579. Em 2013 o valor registrado foi de R\$21 milhões em função de revisão na estimativa dos valores registrados no ano anterior. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 4 das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Receita com Transações com energia na CCEE

A receita com Transações com energia na CCEE foi de R\$1.193 milhões em 2013 comparada a R\$387 milhões em 2012, um aumento de 208,27%. Este resultado decorre, principalmente, de uma maior disponibilidade de energia para liquidação na CCEE no período, decorrente, principalmente, da energia migrada dos consumidores livres e do excedente de energia advinda dos contratos por disponibilidade, associada a alta de 57,81% verificada no valor médio do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD (R\$263,06/MWh em 2013 e R\$166,69/MWh em 2012).

Vendas no mercado de curto prazo

A CEMIG GT teve exposição positiva no mercado de curto prazo em 2013 de 3.464,5 GWh, sendo que 20,4% foi devido à energia secundária proporcionada pelo sistema através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), 30,0% pela liquidação da energia da UHE Jaguará que está sob efeito de liminar. Essa exposição positiva em 2013 gerou uma receita de R\$ 1.001,4 milhões. Pelo resultado mostrado, pode-se perceber que a venda em contratos bilaterais firmes representou a maioria dos recursos disponíveis para a venda, provenientes tanto de usinas próprias como compra de energia de terceiros. As oportunidades comerciais propiciaram uma liquidação de parte do nosso lastro, além da energia secundária, a PLDs elevados, agregando assim valor e resultados à empresa.

Cemig GT

GWh	2011	2012	2013
Energia Liquidada na CCEE	343	938	4.411
Ajuste do MRE (Energia Secundária)	4.150	2.949	707
Ajuste do MRE (GSF <1)	(647)	(1.048)	(2.701)
UHE Jaguará (Liminar)	0	0	1048
Total	3.846	2.840	3.465

No ano de 2011, quase a totalidade de energia liquidada na CCEE é devida a Energia Secundária, cuja liquidação é compulsória no mercado de curto prazo. Esta tendência também é válida para o ano de 2012. Devido aos PLDs elevados no início de 2013, a energia descontratada que a empresa possuía foi sazonalizada de forma a ser liquidada em Janeiro/13 cujo PLD foi de R\$ 413,95 / MWh.

A CEMIG D teve exposição negativa de 103.1 GWh no mercado de curto prazo no ano de 2013. Esta exposição se deve a não realização do A-1 no final de 2012 e ao insucesso dos leilões ao longo do ano de 2013. A CEMIG D teve também exposições involuntárias devido a atrasos em entrada em operação comercial de usinas que venderam energia para as distribuidoras nos leilões do MME, e também pela perda de contratos de usinas que não foram construídas, e também venderam energia em leilões do MME. Assim, possíveis perdas ou ganhos financeiros das exposições de curto prazo da CEMIG D são contabilizados pela ANEEL para os repasses às tarifas dos consumidores finais da empresa.

Cemig D			
GWh	2011	2012	2013
Energia Liquidada na CCEE	465	(52)	(1.376)

Receitas de construção

As receitas de construção reduziram R\$360 milhões, passando de R\$1.336 milhões em 2012 para R\$975 milhões em 2013, devido a um menor investimento em ativos de concessões. Essas receitas representam os investimentos nos ativos da concessão. A receita de construção foi integralmente compensada pelos custos de construção. Veja a Nota Explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras receitas operacionais

As outras receitas operacionais aumentaram R\$541 milhões, ou 106,92%, de R\$506 milhões em 2012 para R\$1.047 milhões em 2013. Nossas outras receitas operacionais são:

	2013	2012
	(em milhões reais)	
Serviço Taxado	10	17
Serviço de Telecomunicações	127	145
Serviços prestados	122	96
Subvenções (*)	673	176
Aluguel e Arrendamento	57	71
Outras	58	1
	1.047	506

(*) Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, que são reembolsados pela ELETROBRAS.

Esta variação foi ocasionada, principalmente, de repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para compensar os subsídios nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que não foram incorporados à tarifa, no montante de R\$488 milhões no exercício de 2013. O aumento em outras receitas operacionais também se deveu à receita reconhecida por subsídios tarifários aplicáveis a clientes de distribuição, reembolsada pela Eletrobrás no montante de R\$673 em 2013, comparada a R\$176 em 2012.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos sobre as receitas reduziram R\$1.373 milhões, ou 22,38%, passando de R\$6.135 milhões em 2012 para R\$4.762 milhões em 2013. Os impostos sobre as receitas consistem em: (i) ICMS, avaliado a uma alíquota média de 21% sobre as vendas de energia elétrica aos consumidores finais; (ii) COFINS, avaliado a uma alíquota de 7,6%; e PASEP, avaliado a uma alíquota de 1,7%. A redução deste item deveu-se, principalmente à Lei 12.783/2013, que reduziu os encargos do setor.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais reduziram R\$296 milhões, ou 2,6%, passando de R\$11.527 milhões em 2012 para R\$11.231 milhões em 2013. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

	2013	% das receitas operacionais líquidas	2012	% das receitas operacionais líquidas	2013 ante 2012 %
	(em milhões de R\$)		(em milhões de R\$)		
Energia elétrica comprada para revenda	(5.207)	(35,6)	(4.683)	(33,1)	11,2
Encargos de uso das instalações da rede de transmissão	(575)	(3,9)	(883)	(6,2)	(34,9)
Depreciação e amortização	(824)	(5,6)	(763)	(5,4)	8,0
Pessoal	(1.284)	(8,8)	(1.173)	(8,3)	9,5
Participação dos empregados e administradores nos	(221)	(1,5)	(239)	(1,7)	(7,5)
Serviços de terceiros	(917)	(6,3)	(906)	(6,4)	1,2
Obrigações de aposentadoria	(176)	(1,2)	(134)	(0,9)	31,3
Materiais	(123)	(0,8)	(73)	(0,5)	68,5
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(131)	(0,9)	(185)	(1,3)	(29,2)
Provisões para prejuízos operacionais	(305)	(2,1)	(671)	(4,7)	(54,5)
Custos de construção	(975)	(6,7)	(1.336)	(9,5)	(27,0)
Outras despesas operacionais, líquidas	(493)	(3,4)	(481)	(3,4)	2,5
Total das despesas e custos operacionais	(11.231)	(76,8)	(11.527)	(81,5)	(2,6)

As principais variações nas Despesas estão descritas a seguir:

A energia elétrica comprada para revenda consiste principalmente nas compras de Itaipu através da Eletrobrás e licitações patrocinadas pelo Governo Federal. Segundo as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu em dólares norte-americanos. Também compramos energia elétrica da CCEE, por meio de contratos bilaterais. A energia elétrica comprada para revenda cresceu R\$524 milhões, ou 33,1%, passando de R\$4.683 milhões em 2012 para R\$5.207 milhões em 2013. Esta variação se deu pelos seguintes fatos:

- maior compra de energia no ambiente livre em 2013, uma variação de R\$578 milhões, em função da maior atividade de comercialização pela Cemig GT, associado ao maior custo de aquisição em função do aumento do preço da energia no mercado brasileiro;
- aumento de 14,80% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, indexada ao Dólar, que foi de R\$1.016 milhões no exercício de 2013, comparada a R\$885 milhões no exercício de 2012, em decorrência, dentre outros fatores, da desvalorização do Real frente ao Dólar em 2013, comparada a uma valorização em 2012. O Dólar médio relativo às faturas no exercício de 2013 foi de R\$2,0313, em comparação a R\$1,5897 do exercício de 2012, o que representou uma variação de 27,78%;

Este aumento foi compensado, parcialmente, pela redução nos gastos com energia de curto prazo decorrente de exposição na CCEE, tendo em vista o ressarcimento pelo Governo Federal de parcela dos custos no montante de R\$1.008 milhões, conforme segue:

- R\$489 milhões decorrentes da redução do impacto do reajuste tarifário, limitado em 3,00% pelo Governo Federal, com o recebimento à vista de parcela dos gastos com compra de energia, que foram superiores à receita no período de abril de 2012 a abril de 2013;
- R\$519 milhões em virtude do alívio das exposições financeiras da Companhia no mercado de curto prazo, que cobriu o déficit tarifário relativo ao risco hidrológico decorrente das cotas, à exposição involuntária decorrente da não adesão à prorrogação das concessões e ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS-Segurança Energética).

Os encargos do uso da rede de transmissão correspondem principalmente aos custos de transporte de energia elétrica na rede básica brasileira, que são rateados entre as empresas de distribuição brasileiras, de acordo com a legislação regulatória brasileira. Os encargos do uso da rede de transmissão, que são definidos pela ANEEL, reduziram R\$308 milhões, ou 34,9%, passando de R\$883 milhões em 2012 para R\$575 milhões em 2013.

Este resultado decorre da aplicação da Lei 12.783/13, que reduziu os encargos setoriais e também renovou concessões antigas de transmissão do setor elétrico, com a redução na remuneração das concessionárias, o que refletiu na diminuição dos encargos de transmissão.

Essas taxas, fixadas por uma resolução da ANEEL, são pagas pelos agentes de distribuição e geração de energia elétrica pela utilização das instalações integrantes da rede nacional.

Esse é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes utilizados como referência para o cálculo das tarifas e o custo realmente incorrido é compensada no próximo reajuste tarifário.

Despesas com pessoal aumentaram R\$107 milhões, ou 9,5%, passando de R\$1.173 milhões em 2012 para R\$1.284 milhões em 2013. Esse aumento é devido ao aumento salarial de 6,00%, concedido aos empregados em 2012, decorrente do Acordo Coletivo 2012/2013 (efeito integral em 2013) e de 6,85%, a partir de novembro de 2013, decorrente do Acordo Coletivo 2013/2014; adesões de empregados ao novo Programa de Desligamento Voluntário (PDV) da companhia, o Programa Incentivo ao Desligamento (PID), com uma provisão de R\$78 milhões no resultado em 2013, em comparação a R\$34 milhões de provisão em 2012; e, menor custo com pessoal transferido para obras em 2013, uma redução de R\$50 milhões, em função do menor programa de investimentos neste ano.

As provisões para perdas operacionais reduziram R\$366 milhões, ou 54,5%, passando de R\$671 milhões em 2012 para R\$305 milhões em 2013. Os principais componentes que explicam essa redução foram os seguintes:

- constituição de R\$403 milhões em 2012, de provisão relativa ao Termo de Conciliação firmado entre a Companhia e a União em ação relacionada à extinta Conta CRC, o que viabilizou a operação de liquidação antecipada do contrato da CRC com o Governo do Estado de Minas Gerais;
- provisão para Devedores Duvidosos de R\$121 milhões em 2013 na comparação com R\$227 milhões em 2012, em função de provisão no ano anterior de R\$159 milhões referente à perda relativa ao ICMS sobre encargos de uso do sistema de distribuição – TUSD;
- em 2013 ocorreu um acréscimo de R\$168 milhões nas provisões trabalhistas em função de revisão nas estimativas de perda nas contingências da Companhia.

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro operacional antes das despesas financeiras de R\$4.363 milhões em 2013 comparado a um lucro operacional antes de despesas financeiras de R\$3.475 milhões em 2012.

Receitas financeiras (despesas) líquidas

As receitas (despesas) financeiras, líquidas, incluem (i) as receitas financeiras, que consistem principalmente em juros e correção monetária da nossa conta a receber do Governo do Estado, receita de investimentos, encargos por atraso no pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica e ganhos cambiais e (ii) despesas financeiras, que consistem, principalmente, em despesa com juros sobre empréstimos e financiamentos, perdas cambiais, perdas com correção monetária, encargos e reajustes inflacionários sobre obrigações pós-emprego pagos a fundos de pensão e outras despesas.

O resultado em 2013 foi uma Despesa Financeira Líquida de R\$309 milhões comparada a uma Receita Financeira Líquida de R\$1.629 milhões em 2012. Os principais fatores que impactaram nossos resultados financeiros líquidos em 2012 foram:

- a Cemig discutiu judicialmente a ilegalidade do § 1º do artigo 3º da Lei n.º 9.718, de 27 de novembro de 1998, relativa à ampliação da base de cálculo da Contribuição ao PASEP e COFINS sobre a Receita Financeira e Outras Receitas não Operacionais, referente o período de 1999 a janeiro de 2004, e obteve êxito por meio de decisão transitada em julgado. Em decorrência, foi autorizada a transferência do crédito para suas subsidiárias, sendo que, para a Cemig D, foi em um percentual de 51,93% e Cemig GT 48,07% do total pleiteado, possibilitando a compensação com outros tributos da União. O ganho total para a Companhia foi de R\$313 milhões, sendo reconhecido no resultado financeiro o valor de R\$81 milhões como reversão de PASEP e COFINS e R\$232 milhões como receita de variação monetária;
- receita com atualização monetária do contrato CRC, em 2012, de R\$2.383 milhões em decorrência de sua quitação antecipada. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 12 das demonstrações financeiras consolidadas;
- redução na despesa de Encargos de Empréstimos e Financiamentos: R\$698 milhões em 2013 comparada a R\$811 milhões em 2012. Essa redução decorre basicamente do menor estoque de dívida vinculado à variação do CDI em 2013 na comparação com 2012. Deve ser ressaltado que no caso da dívida indexada à variação do CDI, toda a variação do índice é alocada como encargos, sendo que nas dívidas indexadas a índices de inflação,

somente é alocada como encargo os juros, sendo a variação do indexador inflacionário alocada como despesa com variação monetária;

Despesa de imposto de renda e contribuição social

A despesa de imposto de renda e contribuição social representou uma despesa de R\$950 milhões no lucro antes de impostos de R\$4.054 milhões em 2013, ou 23,4%, comparado com uma despesa de R\$ 83 milhões no lucro antes de impostos de R\$5.104 milhões em 2012, ou 16,3%. A menor despesa com o imposto de renda e contribuição social no ano de 2012 decorreu do pagamento, naquele ano, de (R\$1,7 bilhão) de remuneração aos acionistas na forma de Juros sobre Capital Próprio (JCP) comparado a R\$533 milhões em 2013. O JCP representa um instrumento para pagamento aos acionistas que é dedutível pela Companhia como uma despesa redutora do lucro líquido. O imposto de renda sobre este valor é pago pelo acionista que o receber, à alíquota de 15%. As alíquotas efetivas são conciliadas com as alíquotas nominais na Nota Explicativa 10 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro líquido

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro líquido de R\$3.104 milhões em 2013, comparado ao lucro líquido de R\$4.272 milhões em 2012.

Liquidez e Recursos de Capital

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

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

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2014 totalizaram R\$887 milhões, em comparação com R\$2.202 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$1.919 milhões em 2012. Em 31 de dezembro de 2014, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real. As razões para esta variação são apresentadas a seguir:

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2014, 2013 e 2012 totalizou R\$3.734 milhões, R\$3.515 milhões e R\$2.829 milhões, respectivamente. O aumento no caixa gerado por atividades operacionais em 2014 em comparação com 2013 deveu-se, principalmente, ao crescimento do lucro líquido do exercício em 2014, após ajuste dos itens que não afetam o caixa. O aumento no caixa gerado por atividades operacionais em 2013 em comparação com 2012 deveu-se, principalmente, ao crescimento do lucro líquido do exercício em 2013, após ajuste dos itens que não afetam o caixa.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Investimento

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2014 totalizou R\$4.299 milhões, comparado a um caixa líquido gerado nas atividades de investimento em 2013 de R\$2.503 milhões. Esta variação decorre, principalmente, das aquisições de participações societárias em 2014, com destaque para Renova, Madeira Energia e Gasmig. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 14.

O caixa líquido gerado nas atividades de investimento em 2013 totalizou R\$2.503 milhões, comparado a um caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2012 de R\$906 milhões. Esta variação decorre, principalmente, da entrada de recursos em 2013, em função da alienação do grupo TBE para a TAESA.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Financiamento

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2014 totalizou R\$750 milhões, e foi composto pela amortização de R\$1.394 milhões de financiamentos, pagamento de R\$3.917 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R\$4.562 milhões.

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2013 totalizou R\$5.735 milhões, e foi composto pela amortização de R\$3.601 milhões de financiamentos, pagamento de R\$4.600 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R\$2.467 milhões.

O fluxo de caixa gerado em atividades de financiamento durante 2012 totalizou R\$2.107 milhões, e foi composto pela amortização de R\$5.275 milhões de financiamentos e o pagamento de R\$1.748 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R\$4.916 milhões.

Endividamento

Em 01 de abril de 2015, a Cemig D concluiu a sua 8ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais, distribuída com esforços restritos nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, por meio da qual foram emitidas 340 notas promissórias, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 5 milhões, totalizando R\$ 1,70 bilhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das notas promissórias foram destinados ao pagamento de dívidas e compra de energia elétrica. As notas promissórias têm prazo de 360 dias, com vencimento em 26 de março de 2016, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 111,70% do CDI, que serão pagos na data de vencimento. A 8ª Emissão de Notas Promissórias da Cemig D conta com o aval da sua controladora, CEMIG

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2014 totalizou R\$13,51 bilhões, incluindo R\$5,29 bilhões de dívida classificada como passivo circulante e R\$8,22 bilhões da dívida classificada como passivo não circulante. Tal montante é comparável ao nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2013, de R\$9,46 bilhões, incluindo R\$2,24 bilhões de dívida de curto prazo e R\$7,22 bilhões de dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2014, R\$36 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R\$23 milhões em dólares dos Estados Unidos) e R\$1,80 bilhões estavam denominados em reais. Veja Nota Explicativa 2019 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Nossos principais contratos financeiros, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2014, são apresentados na tabela a seguir: (valores em milhões de reais):

FINANCIADORES	Venciment o Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moedas	Saldo devedor em 31/12/2014
MOEDA ESTRANGEIRA				
Banco do Brasil S.A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US\$	24
KFW	2016	4,50	EURO	4
KFW	2024	1,78	EURO	11
Dívida em Moeda Estrangeira				39
MOEDA NACIONAL				
Banco do Brasil S.A.	2017	108,33% do CDI	R\$	212
Banco do Brasil S.A.	2017	108,00% do CDI	R\$	451
Banco do Brasil S.A.	2016	104,10% do CDI	R\$	919
Banco do Brasil S.A.	2015	98,50% do CDI	R\$	206
Banco do Brasil S.A.	2015	99,50% do CDI	R\$	238
Banco do Brasil S.A.	2016	104,25% do CDI	R\$	706
Nota Promissória – 5ª Emissão (2)	2015	106,85 do CDI	R\$	1.484
Nota Promissória - 7ª Emissão (3)	2015	105,00 do CDI	R\$	1.311
BNDES	2026	TJLP+2,34	R\$	89
BNDES	2026	TJLP+2,48	R\$	13
ELETROBRÁS				
Grandes Consumidores	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00	R\$	252
FINEP	2018	Diversas	R\$	7
FINEP	2018	TJLP + 5 e TJLP + 2,5	R\$	12
BNDES – CEMIG TELECOM (4)	2018	Diversas	R\$	24
Nota Promissória – 1ª Emissão(4)	2015	110,40% do CDI	R\$	20
Dívida em Moeda Nacional				5.944
Total de Empréstimos e Financiamento				5.983
Debêntures (3)				
	2017	IPCA + 7,96	R\$	599

Debêntures (2)	2015	IPCA + 7,68	R\$	554
Debêntures (2)	2017	CDI + 0,90	R\$	529
Debêntures (2)	2022	IPCA + 6,20	R\$	833
Debêntures (2)	2019	IPCA + 6,00	R\$	248
Debêntures (3)	2021	IPCA + 4,70	R\$	1.266
Debêntures (3)	2025	IPCA + 5,10	R\$	758
Debêntures(3)	2018	CDI + 0,69	R\$	451

Debêntures (2)	2016	CDI +0,85	R\$	502
Debêntures (2)	2018	CDI + 1,70	R\$	1.406
Debêntures (5)	2016	TJLP+3,12	R\$	90
Debêntures (5)	2015	CDI+0,62	R\$	100
Debêntures (5)	2018	CDI+0,74	R\$	100
Debêntures (5)	2022	TJLP+7,82(75%) e Selic +1,82 (25%)	R\$	90
Total de Debêntures				7.526
Total Geral Consolidado				13.509

- (1) As taxas de juros variam: 2,00% a 8,00 % ao ano; Libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88 % ao ano;
- (2) Cemig Geração e Transmissão
- (3) Cemig Distribuição
- (4) Cemig Telecom
- (5) Gasmig

Em 2014, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

A Cemig GT concluiu, em janeiro de 2014, a 4ª Emissão Pública de Debêntures Simples, com esforços restritos de colocação, por meio da qual foram emitidas 50.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil na data de emissão, 23 de dezembro de 2013, totalizando R\$500 milhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados à recomposição de caixa da Companhia, em razão do pagamento de suas dívidas. As debêntures têm prazo de três anos a contar da data de emissão, com vencimento em 23 de dezembro de 2016, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um spread de 0,85% ao ano. Os juros remuneratórios serão pagos anualmente e a amortização do principal será paga em uma única parcela na data de vencimento. A 4ª Emissão Pública de Debêntures Simples, com esforços restritos de colocação da Cemig GT, conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em abril de 2014, a Cemig D concluiu a 7ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais, distribuída com esforços restritos de colocação, por meio da qual foram emitidas 121 notas promissórias, em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil na data de emissão, qual seja, 8 de abril de 2014, totalizando R\$1,21 bilhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das notas promissórias foram destinados ao pagamento de dívidas e à realização de investimentos em obras destinadas a ampliar, renovar e melhorar a estrutura da distribuição de energia elétrica da Companhia. As notas promissórias têm prazo de 360 dias a contar da data de emissão, vencendo em 03 de abril de 2015, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 105% do CDI. Os juros remuneratórios foram pagos no vencimento juntamente com a amortização, totalizando R\$1,35 milhões. A 7ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Cemig D conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em junho de 2014, a Cemig GT concluiu a 5ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais, distribuída com esforços restritos de colocação, por meio da qual foram emitidas 140 notas promissórias, em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil na data de emissão, 27 de junho de 2014, totalizando R\$1.400 milhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das notas promissórias foram destinados para pagamentos de dívidas e aquisições de participações societárias efetuadas no ano pela Companhia. As notas promissórias têm prazo de 360 dias a contar da data de emissão, vencendo em 22 de junho de 2015, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 106,85% do CDI. Os juros remuneratórios serão pagos no vencimento juntamente com a amortização. A 5ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais da Cemig GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em 17 de dezembro de 2014, a Cemig GT concluiu a sua 5ª Emissão Pública de Debêntures Simples, com esforços restritos de distribuição, por meio da qual foram emitidas 140.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie

quirografia, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 10 mil na data de emissão, qual seja, 10 de dezembro de 2014, totalizando R\$ 1.400 milhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao pagamento de dívidas, investimento em participações societárias e à recomposição de caixa por investimento em participações societárias efetuados no ano de 2014. As debêntures têm prazo de quatro anos a contar da data de emissão, com vencimento em 10 de dezembro de 2018, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um spread de 1,70% ao ano. Os juros remuneratórios serão pagos anualmente e a amortização do principal será paga em 2 (duas) parcelas iguais e consecutivas, sendo a primeira devida em 10 de dezembro de 2017, de 50% do Valor Nominal Unitário, e a segunda devida em 10 de dezembro de 2018, do saldo do Valor Nominal Unitário. A 5ª Emissão Pública de Debêntures Simples da Cemig GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em 2013, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 2013, foram captados R\$2.981,2 milhões na Cemig Distribuição, sendo R\$200 milhões através da emissão de uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil para aquisição de energia, R\$600 milhões através do aditamento de Cédulas de Crédito Bancário, R\$2,160 milhões através da 3ª emissão de debêntures para o resgate das Notas Promissórias de suas 5ª e 6ª emissões e a realização de investimentos e R\$21,2 milhões em financiamentos da Eletrobrás para o programa Cresce Minas.

Em 15 de fevereiro de 2013, a Cemig Distribuição fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro, no valor total de R\$2,16 bilhões, com taxa de juros de: (i) CDI mais 0,69% ao ano para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 4,70% ao ano para as debêntures com vencimento em 8 anos; e (iii) IPCA mais 5,10% ao ano para as debêntures com vencimento em 12 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quinta e a sexta emissões de notas promissórias comerciais bem como para investir na infraestrutura de distribuição. As debêntures foram garantidas pela CEMIG.

Já a Cemig Geração e Transmissão celebrou, em 24 de outubro de 2013, aditivos a Cédulas de Crédito Bancárias emitidas em favor do Banco do Brasil em 2006, postergando o vencimento das parcelas previstas para 2013, no valor de R\$600 milhões, para 2014 (20%), 2015 (20%) e 2016 (60%), mantendo-se os demais vencimentos e os encargos financeiros de 104,1% da variação do CDI e pagando uma comissão de 0,99% sobre o valor operação na data da celebração dos aditivos. As renovações das operações de crédito manterão a garantia da Cemig (empresa com função de holding) e a faculdade da Cemig GT, a seu critério, pré-pagar a dívida sem a incidência de custos adicionais.

Em 2012, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 21 de dezembro de 2012, a CEMIG celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R\$1.088 milhões. Os recursos desse empréstimo foram utilizados para resgatar a quarta emissão de commercial papers da CEMIG. A data de vencimento era 19 de fevereiro de 2013, a qual foi prorrogada para 20 de abril de 2013. O empréstimo auferiu juros de 105% do CDI ao ano. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era R\$1.083,2 milhões. O empréstimo foi amortizado em 28 de fevereiro de 2013.

Em 28 de maio de 2012, a CEMIG Distribuição celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R\$200 milhões, cujos recursos foram empregados para rolar a dívida existente. O empréstimo será pago em parcelas com vencimento em maio de 2015, maio de 2016 e maio de 2017, à taxa de juros de 108,33% do CDI ao ano. Esse empréstimo é garantido pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R\$206,2 milhões.

Em 2 de julho de 2013, a Cemig Distribuição fez sua quinta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R\$640 milhões, à taxa de juros de 104,08% do CDI ao ano, com vencimento em 27 de junho de 2013. Os recursos foram utilizados para necessidades de investimento, pagamento de dívidas existentes e capital de giro. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R\$664,1 milhões.

Em 21 de dezembro de 2012, a Cemig Distribuição fez sua sexta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R\$600 milhões, com taxa de juros de 102,5% do CDI ao ano para os primeiros 120 dias e taxa de juros de 103% do CDI ao ano a partir de então, com vencimento em 19 de junho de 2013. Os recursos foram empregados para a recomposição do caixa utilizado para investimentos feitos ao longo do ano e para o pagamento da dívida ao longo do ano. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R\$600,8 milhões.

Em 13 de janeiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua quarta emissão de notas promissórias no mercado brasileiro, no valor total de R\$1 bilhão, com juros equivalentes a (i) 103% do CDI ao ano, até o 60º dia a contar da data de emissão; (ii) 104% do CDI ao ano, do 61º até o 120º dia a contar da data de emissão, e (iii) 105% da taxa do CDI ao ano, do 121º até o 180º dia a contar da data de emissão, com vencimento em 11 de julho de 2012. Os recursos foram utilizados para resgatar parcialmente a primeira tranche da segunda emissão das debêntures da Cemig Geração e Distribuição. Estas notas promissórias foram totalmente pagas em 31 de março de 2012, com os recursos da terceira emissão de debêntures.

Em 15 de fevereiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro, no valor total de R\$1,350 milhões, com uma taxa de juros equivalente a: (i) CDI mais 0,90% ao ano, para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 6,00% ao ano, para as debêntures com vencimento em 7 anos, e (iii) IPCA mais 6,20% ao ano, para as debêntures com vencimento em 10 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quarta emissão de notas promissórias comerciais. As debêntures foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R\$1.476,5 milhões.

Em 31 de dezembro de 2013, já haviam se encerrado todos os contratos financeiros celebrados com o Banco Santander e o Banco Itaú BBA que estavam sujeitos a covenants financeiros (cláusulas financeiras restritivas), os quais obrigavam a CEMIG a manter certos índices dentro de limites estabelecidos contratualmente, sob pena do credor exigir o vencimento antecipado da dívida.

Atualmente, a Cemig GT tem um financiamento contratado com o BNDES, que foi utilizado para o aporte de capital em sua subsidiária Baguari Energia S.A., para a construção da UHE Baguari, com uma cláusula financeira restritiva que prevê que a CEMIG, garantidora do financiamento, tem a obrigação de manter um índice de capitalização mínimo (Patrimônio Líquido/Ativo Total) de 30%, o qual, se não observado, obriga a CEMIG a providenciar, em até seis meses contados do fim do exercício social em que o índice de capitalização mínimo não seja obtido, a constituição de garantias reais que, segundo avaliação do BNDES, representem 130% do valor do saldo devedor do Contrato, ou a apresentação de balancete, auditado por auditor cadastrado na Comissão de Valores Mobiliários, que indique o retorno do índice de capitalização mínimo. Este Covenant deve ser medido sempre ao término de cada exercício social. Não houve, ao final de 2014, descumprimento desta cláusula.

A Cemig GT possui ainda, um contrato de financiamento com o banco de desenvolvimento alemão KfW, utilizado para a construção da usina solar instalada na cobertura do estádio de futebol Mineirão. Este contrato não possui cláusula restritiva exclusiva, contudo faz referência aos covenants financeiros pactuados com qualquer outro credor da Empresa. Como os contratos de financiamento que previam covenants financeiros com o Itaú e o Santander já foram encerrados e o covenant financeiro do contrato celebrado com o BNDES não se aplica ao contrato celebrado com o KfW, por fazer referência ao indicador da CEMIG, o contrato de financiamento do Banco KfW, atualmente, não impõe qualquer restrição à Cemig GT.

Há nos contratos financeiros da Cemig Distribuição S.A. e da Cemig Geração e Transmissão S.A. cláusulas padrão restringindo o pagamento de dividendos, caso as sociedades estejam inadimplentes, restringindo a alienação de ativos que comprometam o desenvolvimento de suas atividades e restringindo a alienação dos respectivos controles acionários.

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

Dada a atual porção de nossos financiamentos no montante de R\$5.291 milhões devidos em 2015, nós necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinarçar essas obrigações. Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes de realizar certas transações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da transação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa companhia. Essas restrições não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG – Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos”.

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, especialmente aquelas introduzidas para a geração e transmissão de negócios pela Lei n.º 12.783, e revisão tarifária da Cemig Distribuição (realizada em abril de 2013) têm exigido planejamento de orçamento mais preciso. Em 2012 e em 2013, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em aquisições e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Para o ano de 2015, esperamos financiar os recursos necessários para os investimentos em aquisições propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa companhia a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco” para uma explanação acerca de certas questões que podem afetar adversamente nossa posição de liquidez.

Em 31 de dezembro de 2014, o Passivo Circulante Consolidado da Companhia excedeu o Ativo Circulante Consolidado em R\$3.569. Esse excesso foi decorrente, principalmente, de novos financiamentos obtidos com vencimento no curto prazo para viabilizar o Programa de Investimentos da Companhia e da maior saída de caixa no negócio de distribuição de energia elétrica para pagamento das obrigações com compra de energia, devido ao aumento do preço médio decorrente do maior despacho de usinas térmicas. A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando à adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades, dentre as quais destacamos as renegociações de financiamentos ou novas captações no mercado. Cabe destacar, também, que a Companhia apresentou fluxo de caixa operacional positivo consolidado nas suas operações de R\$ 3.734 em 2014 e R\$ 3.515 em 2013.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança.

Em 2014, nos investimos R\$ 60,7 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R\$ 47,6 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R\$23,8 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a companhia federal de planejamento energético.

Em 2013, nos investimos R\$73 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R\$36 milhões para o (FNDCT), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R\$18 milhões para EPE.

Em 2012, nos investimos R\$90 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R\$42 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R\$21 milhões para a companhia federal de planejamento energético.

Os valores investidos nos anos de 2012 e 2013 representaram projetos executados visando atender estratégias da Companhia e superaram a meta inicial prevista em mais de 200% nos dois casos. Em 2014, continuamos investindo em projeto importantes, porém com uma superação da meta em aproximadamente 120%.

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro” Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Com relação à confiabilidade de suprimento de energia, a capacidade estrutural do sistema é adequada para o atendimento às necessidades do consumo de energia do mercado, e a expansão da capacidade de geração e transmissão de energia já em desenvolvimento vai atender às expectativas de crescimento do consumo de energia. As taxas de crescimento do consumo de energia nos últimos anos foram de 4,19% (2011/2012), 2,21% (2012/2013), e 2,42% (2013-2014). O governo brasileiro tem tido sucesso nos leilões de energia nova a partir de 2005, que viabilizam a construção de novos empreendimentos, tais como as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150,4 MW) e Jirau (3.750 MW) no rio Madeira, Belo Monte (11.233 MW) no rio Xingu, e Teles Pires (1.820 MW) no rio Teles Pires, de acordo com as necessidades de compra de energia das empresas distribuidoras.

Compromissos

Em um dos contratos que regulam a parceria da Cemig Geração e Transmissão com o FIP Coliseu na aquisição das ações da Terna realizada pela Terna S.p.A, a Cemig Geração e Transmissão concedeu ao FIP Coliseu o direito de vender todas as suas ações da TAESA à Cemig Geração e Transmissão, no quinto ano após tornar-se acionista, mediante o pagamento dos montantes do capital investido líquido dos dividendos e dos benefícios recebidos pelo FIP Coliseu na aquisição da Terna, ajustado pela variação o IPCA +7% a.a.

Em um dos contratos que regulam a parceria da CEMIG com o FIP Redentor na aquisição de 100% das ações da Light indiretamente detidas por Enlighted e FIP PCP, a CEMIG concedeu ao FIP Redentor o direito de vender todas as suas ações da Parati para a CEMIG, no quinto ano após a aquisição, pelo FIP Redentor, de tais ações, por um preço igual ao valor do capital investido pelo FIP Redentor na aquisição dessas ações, ajustado conforme a variação do CDI mais 0,9% a.a. líquido de dividendos e benefícios recebidos pelo FIP Redentor.

Compromissos Contratuais

Nós temos compromissos e obrigações contratuais em aberto que incluem provisões para pagamento de principal de dívida, a obrigação de comprar energia elétrica para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de

Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossas obrigações e compromissos contratuais em milhões de reais, em 31 de dezembro de 2014:

Dívida/ Vencimento	2015	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	Total
Empréstimos e Financiamentos	5.291	2.139	1.701	1.324	567	2.488	13.510
Compra de Energia Elétrica de Itaipu	1.286	1.296	1.392	1.339	1.283	41.416	48.012
Compra de Energia - Leilão	4.031	4.168	3.951	4.186	5.295	112.768	134.399
Compra de Energia - Bilaterais	309	267	275	288	302	1.996	3.437
Cotas Usinas Angra 1 e Angra 2	180	191	201	212	214	9.692	10.690
Cotas de Garantias Físicas	546	234	180	235	212	9.857	11.264
Transporte de Energia Elétrica de Itaipu	28	29	30	31	33	1.538	1.689
Outros contratos de compra de energia	2.721	2.389	2.916	3.016	2.749	43.338	57.129
Compra de gás para revenda	892	939	980	1.109	1.109	11.460	16.489
Concessão Onerosa	22	17	15	13	12	99	178
Dívida com Plano de Pensão - Forluz	65	69	73	77	82	434	800
Arrendamentos Operacionais	64	19	20	21	4	-	128
Total	15.435	11.757	11.734	11.851	11.862	235.086	297.725

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 15 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que é composta por 11 Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte dos membros de nosso Conselho de Administração. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação número de votos igual ao número de membros a serem eleitos para o nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 15% de nosso capital social, bem como detentores de ações preferenciais representativas de no mínimo 10% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente em votação em separado. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a Cemig Distribuição possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a Cemig Geração e Transmissão possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração se reúne, normalmente, uma vez por mês e, extraordinariamente, quando convocado por seu Presidente, Vice-Presidente, um terço (1/3) de seus membros ou nossa Diretoria. Suas responsabilidades incluem, entre outros, a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição, aprovação de diversas operações relevantes, e destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Cada membro do Conselho de Administração, permanente ou suplente, é eleito em Assembleia Geral. Os suplentes substituem os respectivos conselheiros permanentes sempre que os referidos conselheiros permanentes se ausentarem temporariamente, ou no caso de vacância do Conselho de Administração, e ocuparão esse cargo até a nomeação de conselheiro permanente para preencher a vacância. Nenhum conselheiro de nosso Conselho de Administração ou suplente tem contrato de trabalho com nossa Companhia ou com qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

Nos termos de nosso Estatuto Social, os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos únicos de dois anos, podendo ser reeleitos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 15 membros permanentes, e seus respectivos suplentes, dos quais oito foram eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cinco pela AGC Energia S.A. ("AGC Energia"), um pelo FIA Dinâmica Energia e um pelos acionistas preferencialistas. O mandato dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2016. Os nomes, os cargos e as datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
José Afonso Bicalho Beltrão da Silva	Presidente	22 de janeiro de 2015
Bruno Westin Prado Soares Leal	Suplente	22 de janeiro de 2015
Mauro Borges Lemos	Vice Presidente	22 de janeiro de 2015
Ana Silvia Corso Matte	Suplente	22 de janeiro de 2015
Helvécio Miranda Magalhães	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Wieland Silberschneider	Suplente	22 de janeiro de 2015
Marco Antônio de Rezende Teixeira	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Antônio Dirceu Araújo Xavier	Suplente	22 de janeiro de 2015
Marco Antonio Soares da Cunha Castello Branco	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Ricardo Wagner Righi de Toledo	Suplente	22 de janeiro de 2015
Nelson José Hubner Moreira	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Carlos Fernando da Silveira Vianna	Suplente	22 de janeiro de 2015
Allan Kardec de Melo Ferreira	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Luiz Guilherme Piva	Suplente	22 de janeiro de 2015
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	22 de janeiro de 2015
Eduardo Borges de Andrade (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Tarcísio Augusto Carneiro (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Otávio Marques de Azevedo (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Bruno Magalhães Menicucci (1)	Suplente	21 de dezembro de 2012
Paulo Roberto Reckziegel Guedes (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Marina Rosenthal Rocha (1)	Suplente	18 de dezembro de 2013
Ricardo Coutinho de Sena (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Newton Brandão Ferraz Ramos (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Saulo Alves Pereira Junior (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
José Augusto Gomes Campos (1)	Suplente	21 de dezembro de 2012
Guy Maria Villela Paschoal (2)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Flávio Miarelli Piedade (2)	Suplente	30 de abril de 2014
José Pais Rangel (3)	Conselheiro	30 de abril de 2014
José João Abdalla Filho (3)	Suplente	30 de abril de 2014

(1) Eleito pela AGC Energia.

(2) Eleito pelos acionistas preferenciais.

(3) Eleito pelos acionistas minoritários.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro efetivo do Conselho de Administração:

Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz – O Sr. Queiroz graduou-se em História pelo Centro Universitário de Belo Horizonte – UNIBH. Desde 1988 trabalha no “Grupo Cemig”, primeiramente nesta Empresa e, posteriormente na Cemig Distribuição, onde ocupa o cargo de Técnico Administrativo. De 2006 a 2010, foi membro titular do Comitê do Prosaúde da Forluminas de Seguridade Social – Forluz, fundo de pensão de algumas empresas do “Grupo Cemig”. Atualmente, é Diretor do Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais e dos Trabalhadores na Indústria de Gás Combustível do Estado de Minas Gerais – SINDIELETRO/MG. O Sr. Queiroz participa do nosso Comitê de Carreira e Remuneração e, desde 2009, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração, da Cemig D e Cemig GT.

Bruno Westin Prado Soares Leal – O Sr. Soares Leal nasceu em 1983. É formado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, tendo concluído o mestrado em Teoria Econômica pela Universidade de São Paulo - USP. Analista de Finanças e Controle da Secretaria do Tesouro Nacional/Ministério da Fazenda, desde maio de 2009. Conselheiro Fiscal da Eletrobrás Termonuclear S.A. –Eletronuclear, desde maio 2012.

Eduardo Borges de Andrade - O Sr. Andrade é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas de São Paulo. Começou sua carreira na Construtora Andrade Gutierrez em 1961, onde ocupou diferentes cargos, como Diretor de Obras, Diretor de Operações e, entre 1978 e 2001, Diretor Presidente. Atualmente, o Sr. Andrade é membro efetivo dos Conselhos de Administração da Andrade Gutierrez S.A. e da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. – CCR e diretor da AGC Participações Ltda. É, também, membro do Conselho Curador da Fundação Dom Cabral. Desde 2010, o Sr. Andrade é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Nelson José Hubner Moreira – O Sr. Hubner Moreira nasceu em 1954 . Formou-se em Engenharia pela Universidade Federal Fluminense (RJ) com especialização em Matemática pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília. Foi ministro interino de

Minas e Energia, entre maio de 2007 a janeiro de 2008. Foi Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL de 2009 a 2013.

Allan Kardec de Melo Ferreira – O Sr. Melo Ferreira nasceu em 1947. É formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, com pós-graduação em Matemática pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília. Foi Membro Conselho Fiscal do Grupo OI, de 1993 a 2014. Sócio Consultor da PJF de 1993 a 2014.

José Afonso Bicalho Beltrão da Silva - O Sr. Silva nasceu em 1948. Formado em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Mestre em Economia Regional pelo CEDEPLAR/UFMG e PhD (Doutor) em Economia pela Universidade de Manchester-Inglaterra. Foi presidente do CREDIREAL – Banco de Crédito Real de Minas Gerais entre 1994 a 1997 e do BEMGE- Banco do Estado de Minas Gerais ente 1994 e 1998. Exerceu o cargo de Secretário de Finanças, da Prefeitura de Belo Horizonte de janeiro de 2006 a julho de 2012. De março de 2009 a julho de 2014 foi presidente da PBH Ativos S/A. De abril de 2013 a dezembro de 2014 ocupou o cargo de Assessor do Ministério do Desenvolvimento, Industrial e Comércio Exterior. Foi também Assessor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social de abril de 2013 a dezembro de 2014.

Guy Maria Villela Paschoal - O Sr. Paschoal é formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais e concluiu cursos de Direito do Setor Elétrico na Faculdade de Direito de Belo Horizonte e em Gestão para Executivos de Energia Elétrica, do Rensselaer Polytechnic Institute, em Troy, Nova York, EUA. Empregado de carreira, o Sr. Paschoal ingressou na Empresa em 1984 e alcançou vários cargos incluindo, Diretor, Vice Presidente, Diretor Presidente e Presidente do Conselho de Administração. Atuou, também, como consultor e assessor da Diretoria Executiva da Eletrobrás e como membro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional. Como secretário-geral do Ministério de Minas e Energia, foi em várias ocasiões Ministro em Exercício de Minas e Energia. De 2003 a 2008, foi membro da Câmara de Infraestrutura da Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg). Trabalhou como consultor em Furnas Centrais Elétricas, em projetos de hidrelétricas no Rio Madeira. No mesmo período, trabalhou na Eletrobrás como Consultor da Presidência e membro do Comitê Diretório da Utilização da Hidrelétrica de Belo Monte. No período de 2008/2012, foi o Presidente do Conselho e Diretor da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE. Desde 2008, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT. Atualmente, é membro do Conselho Consultivo da Memória da Eletricidade do Brasil (Rio de Janeiro) e do Conselho Superior da Fundação Felice Rosso (Hospital Felício Rocho).

Marco Antônio de Rezende Teixeira – O Sr. Rezende Teixeira nasceu em 1956. Formou-se em direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Advogado da Companhia Brasileira de Trens Urbanos, desde 1983. Foi procurador Geral do Município de Belo Horizonte de 1997 a 2012. O Sr. Rezende Teixeira é Sócio Gerente da Rezende Teixeira Sociedade de Advogados, desde 2012.

Mauro Borges Lemos - O Sr. Borges Lemos é formado em economia pela Universidade Federal de Minas Gerais, Doutor em Economia pela Universidade de Londres, com pós-doutorado pela Universidade de Illinois, nos Estados Unidos, e pela Universidade de Paris. Professor titular do Departamento de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais desde 1980. Foi Presidente da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial- ABDI de 2011 a 2014. No Ministério de Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior desde 2013, atuou como Ministro entre fevereiro de 2014 e janeiro de 2015.

Marco Antonio Soares da Cunha Castello Branco - O Sr. Castello Branco Formou-se em engenharia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Foi Diretor Presidente da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais de 2008 a 2010. Atua como Membro do Conselho Consultivo da HYDAC Tecnologia do Brasil Ltda, desde 2010. Atua como Membro do Conselho de Administração da Diferencial Energia Participações S.A. desde 2011.

José Pais Rangel - Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; Membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.; Membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM. Membro do conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Otávio Marques de Azevedo – O Sr. Azevedo é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído a pós-graduação em Engenharia Econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais e Planejamento Estratégico na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Azevedo foi Vice-Presidente da Telebrás de 1991 a 1993, Presidente Executivo da Tele Norte Leste Participações S.A., de 1998 a 1999, e Presidente do seu Conselho de Administração de 2003 a 2004. Foi Presidente do Conselho da Anatel de 2001 a 2002 e, desde 1993, é Presidente Executivo da Andrade Gutierrez S.A e Andrade Gutierrez Telecomunicações Ltda. O Sr. Azevedo é, ainda, membro do Conselho de Administração de várias empresas desse grupo, tendo ocupado a presidência de vários desses Conselhos. O Sr. Azevedo também foi membro do Conselho Estratégico da Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais - Fiemg, do Conselho da Associação Comercial do Rio de Janeiro – ACRJ e do Conselho Diretivo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp). Desde 2010, o Sr. Azevedo é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Paulo Roberto Reckziegel Guedes – O Sr. Guedes é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, tendo concluído o MBA Corporativo na Fundação Dom Cabral. O Sr. Guedes ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1993 como engenheiro assistente, ocupando, posteriormente as funções de engenheiro de fiscalização, gerente geral de operações e gerente de projetos, e, desde 2000, a Diretoria Executiva da Andrade Gutierrez Concessões S.A., uma companhia aberta com concessões de obras e serviços públicos, representando, ainda, a Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias subsidiárias do grupo. Desde 2010, o Sr. Guedes é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT. É membro, também, do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light Serviços de Eletricidade S.A.

Ricardo Coutinho de Sena – O Sr. Sena é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais, e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Sena trabalhou na construtora M. Roscoe entre 1972 e 1981, ingressando na Andrade Gutierrez, em 1981, ocupando o cargo de Chefe do Departamento de Orçamentos e, a partir de 1993, de Gerente Geral da Unidade de Novos Negócios. Desde 2000, ele é CEO da Andrade Gutierrez e também membro do seu Conselho de Administração. Ele representa Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias de suas subsidiárias. Desde 2010, o Sr. Sena é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Saulo Alves Pereira Junior – O Sr. Pereira Júnior graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG), tendo concluído Pós-Graduação em Planejamento Orçamentário de Obras e Serviços pelo Instituto de Educação Continuada da PUC-MG e em Gestão Administrativa pela Universidade Federal da Bahia. Concluiu, também, o MBA Empresarial na Fundação Dom Cabral. O Sr. Pereira Júnior começou sua carreira em 1993 como estagiário no nosso Centro de Operações. Em 1995, ingressou na Construtel Projetos e Construções Ltda. como engenheiro de planejamento e coordenação de orçamento das obras, e em 1998, assumiu o cargo de Gerente Geral da Unidade de Negócios na Bahia. Em 2000, o Sr. Pereira Júnior ingressou no grupo Andrade Gutierrez e, desde 2004, atua como Diretor Comercial da Construtora Andrade Gutierrez S.A.. Desde 2007, trabalha na Andrade Gutierrez Concessões, participando ativamente do processo de consolidação do grupo no setor elétrico. Desde 2010, o Sr. Pereira Júnior é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Helvécio Miranda Magalhães – O Sr. Miranda Magalhães nasceu em 1963. É formado em medicina pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com especialização em Epidemiologia pela mesma universidade, tendo concluído o doutorado em Saúde Coletiva pela UNICAMP. Ente 2003 a 2008 foi Secretário Municipal de Saúde da Prefeitura de Belo Horizonte. Entre 2009 e 2010, ocupou o cargo de Secretário Municipal de Orçamento, Planejamento e Informação da Prefeitura de Belo Horizonte. Entre 2011 e 2014, foi Secretário de Atenção à Saúde, do ministério da Saúde.

Diretoria

Nossa Diretoria, composta por 11 Diretores, é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas em nosso Estatuto Social e ocupam seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais Diretores expiram na primeira Reunião do Conselho de Administração após a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2015. Os Diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor-Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os diretores executivos deverão exercer suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles poderão, ao mesmo tempo, exercer funções não remuneradas na administração de subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Deverão, entretanto, obrigatoriamente, ocupar e exercer os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão.

A Diretoria é responsável pela atual administração dos negócios da Companhia, sujeita à obrigação de obedecer ao Plano Estratégico de Longo Prazo, o Plano de Implementação Plurianual e o Orçamento Anual.

Algumas decisões, conforme descritas no artigo 4, cláusula 21, de nosso estatuto social, exigem a aprovação de nossa Diretoria.

Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de diretor-presidente, o diretor vice-presidente deverá exercer as atribuições do diretor-presidente, por qualquer que seja a duração da ausência ou da licença, e, em caso de vaga, impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de quaisquer outros membros da Diretoria, esta poderá, por aprovação da maioria dos membros, atribuir o exercício das respectivas funções a outro diretor executivo, enquanto durar o período de ausência ou licença – ou, em caso de vaga, o impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. O diretor-presidente, ou um membro da Diretoria eleito da maneira supramencionada, deverá ocupar o cargo pelo período restante do mandato do diretor substituído.

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

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Mauro Borges Lemos	Diretor-Presidente	22 de janeiro de 2015
Mateus de Moura Lima Gomes	Diretor Vice-Presidente	22 de janeiro de 2015
Ricardo José Charbel	Diretor de Distribuição e Comercialização	23 de novembro de 2013
Franklin Moreira Gonçalves	Diretor de Geração e Transmissão	22 de janeiro de 2015
Fernando Henrique Schüffner Neto	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	9 de janeiro de 2007
Fabiano Maia Pereira	Diretor Financeiro e Relações com Investidores	22 de janeiro de 2015
Márcio Lúcio Serrano	Diretor de Gestão Empresarial	22 de janeiro de 2015
Evandro Leite Vasconcelos	Diretor Comercial	22 de janeiro de 2015
Eduardo Lima Andrade Ferreira	Diretor de Gás	22 de janeiro de 2015
Raul Lycurgo Leite	Diretor Jurídico	22 de janeiro de 2015
Luiz Fernando Rolla	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	9 de janeiro de 2007

Mateus de Moura Lima Gomes – Concluiu a graduação em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas), em 2005, e, em 2008, especialização em Direito Administrativo e atualmente cursa especialização em Direito Tributário. Mestre em Direito Público pela PUC Minas. Possui experiência na área de Direito Público com ênfase em Direito Eleitoral, Administrativo e Municipal. Exerceu o cargo de procurador-geral da Câmara Municipal de Belo Horizonte em 2012 e 2013. É membro da Comissão de Direito Eleitoral OAB/Minas Gerais na gestão 2010/2012, professor da PUC Minas e da Escola Superior de Advocacia da OAB/MG (Direito Eleitoral). Preside a Comissão de Direito Eleitoral da OAB/MG na gestão 2013/2015.

Mauro Borges Lemos – O Sr. Borges Lemos é formado em economia pela Universidade Federal de Minas Gerais, Doutor em Economia pela Universidade de Londres, com pós-doutorado pela Universidade de Illinois, nos Estados Unidos, e pela Universidade de Paris. Professor titular do Departamento de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais desde 1980. Foi Presidente da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial- ABDI de 2011 a 2014. No Ministério de Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior desde 2013, atuou como Ministro entre fevereiro de 2014 e janeiro de 2015.

Fernando Henrique Schüffner Neto – O Sr. Schüffner Neto graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído o mestrado em Controle e Automação pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e o MBA em Gestão de Negócios pelo Ibmec. Profissional de carreira, o Sr. Schüffner Neto ingressou na empresa em 1985, exercendo vários cargos, incluindo Superintendente de Coordenação, Planejamento e Expansão da Distribuição, Superintendente de Coordenação Executiva do Programa Luz para Todos, Diretor de Geração e Transmissão e Diretor de Distribuição e Comercialização. O Sr. Schüffner Neto é também professor e pesquisador, além de diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso “Grupo”. O Sr. Schüffner Neto é membro suplente do nosso Conselho de Administração, da Cemig Telecomunicações S.A., da Cemig D, Cemig GT, Light S.A. e Light Serviços de Eletricidade S.A.. Desde 2007 é Diretor da Cemig, Cemig D e Cemig GT, ocupando, desde 2010, nossa Diretoria de Desenvolvimento de Negócios.

Márcio Lúcio Serrano – Graduado em História Natural, em Ciências Biológicas e em Medicina pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, com especialização em Medicina do Trabalho pela Faculdade de Ciências Médicas de Minas Gerais e Ergonomia pela ERGO MG. Possui ainda título de Especialista em Saúde do Trabalhador pela Associação Nacional de Medicina do Trabalho (Anant) e em Psiquiatria pela Universidade Gama Filho (RJ), com obtenção de título de Especialista em Psiquiatria pela Associação Brasileira de Psiquiatria (ABP), e em Psicanálise pelo Círculo Psicanalítico de Minas Gerais (CPMG), de 2008 a 2013. Foi coordenador de ensino secundário e professor de Biologia, de 1974 a 1977 no Sistema Pitágoras de Ensino, em Belo Horizonte; no Curso União Pré-Vestibular, como diretor Administrativo e professor de Biologia, de 1977 a 1983; no Colégio Promove e Pré-Vestibular Promove, como professor de Biologia, de 1983 a 1991; na Faculdade de Ciências Médicas de Minas Gerais, como vice coordenador do curso de pós-graduação em Medicina do Trabalho e professor de Controle Médico de Saúde Ocupacional e de Ergonomia, de 1992 a 2000; na Mineração Morro Velho / Anglo Gold Corporation, como médico do Trabalho, de 1991 a 1996; na Prefeitura Municipal de Nova Lima (MG), como médico da Atenção Básica de Saúde, de 1993 a 1995; no Centro de Medicina do Trabalho de Belo Horizonte, como diretor Técnico Executivo e gestor dos Programas de Saúde Ocupacional Setor Mobiliário do Sistema FIEMG, de 1996 a 1998; na Unimed BH, como fundador e coordenador do Departamento de Saúde Ocupacional, de 1997 a 2002; no Grupo V&M do Brasil, como gerente do Plano de Autogestão em Saúde da Fundação Sidertube do Grupo Vallourec e Mannesman, de 2005 a 2007, como gerente Corporativo de Medicina do Trabalho do Grupo Vallourec e Mannesman do Brasil, de 2006 a 2008, como conselheiro de Saúde e Social do Conselho de Administração, de 2007 a 2008, e como consultor de Saúde Ocupacional e Recursos Humanos da Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil, de 2011 a 2014; na Prefeitura de Belo Horizonte, como secretário Municipal de Administração, em 2008, e como secretário Municipal de Recursos Humanos, de 2009 a 2011; e no Biocor Instituto, como médico coordenador de Saúde Ocupacional, de 1997 a 2005 e em 2014. Foi ainda presidente, de 1996 a 1997, e diretor científico, de 1994 a 1995, da Associação Mineira de Medicina do Trabalho (Amim); diretor do Núcleo Executivo, de 2003 a 2005, na Associação Nacional de Medicina do Trabalho (Anant); e diretor Executivo da Região Sudeste do Fórum Nacional dos Secretários Administradores das Capitais (Fonac), de 2010 a 2012. Atua como editor e articulista na Revista Vivência Ocupacional® (2013 e 2014) e é autor das obras Comentários

sobre o PCMSO® Ano 1998 (livro) e Isto é PCMSO® Ano 2003 (livro e filme em mídia Beta VHS). Foi eleito para a Academia Nacional de Medicina do Trabalho (Cadeira 34).

Eduardo Lima Andrade Ferreira – Graduado em engenharia civil pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atuou como engenheiro de planejamento e controle no Consórcio Masa-ARG, entre 2004 a 2006. Entre 2006 e 2007 atuou como engenheiro de planejamento na Sinopec International Petroleum Service Corporation. Entre 2007 a 2014 trabalhou na Construtora Queiroz Galvão S/A, onde atuou como engenheiro, gerente Técnico e gerente de Administração Contratual, em diversas obras nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo

Evandro Leite Vasconcelos – Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Concluiu o mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos pela COPPE/UFRJ. Foi Diretor de Energia da Light S.A. e, interina e cumulativamente, de Desenvolvimento de Negócios da Companhia, até 2014. Foi professor de física do Sistema Pitágoras de Ensino e professor de Hidrologia no curso de Engenharia Civil da PUC Minas. Trabalhou na Cemig de 1983 a 2010, ocupando a Gerência da Divisão de Hidrometeorologia. Operacional e o Departamento de Planejamento Energético. Foi superintendente de Coordenação de Geração e Transmissão, superintendente de Transmissão, superintendente de Geração e superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão. Foi diretor de Geração e diretor-presidente da Rosal Energia S.A., subsidiária integral da Cemig. Atualmente é membro do Conselho da Renova Energia S.A., da Light Esco Prestação de Serviços S.A. e do Cepel.

Fabiano Maia Pereira – Graduado em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), com Mestrado em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e Doutorado em Economia pela Universidade de Brasília (UnB). Desde 2003 atua como Analista de finanças e controle da Secretaria do Tesouro Nacional do Ministério da Fazenda, atuando na gestão da dívida pública interna e externa e no desenvolvimento de programas federais baseado em operações de crédito. Foi, também, membro dos Conselhos Fiscais da BB Cartões S.A., da BB Capitalização S.A. e da BB DTVM S.A.

Franklin Moreira Gonçalves – O Sr. Moreira Gonçalves nasceu em 1970. Formado em Análise de Sistemas pela Unicentro Newton Paiva, Belo Horizonte, com MBA em Liderança e Gestão de Empresas Estatais pela Fundação FranklinCovey Business School/Fundação Coge, Rio de Janeiro. Foi técnico de Operação do Sistema do Departamento de Supervisão e Controle da Operação do Sistema Cemig (Diretoria de Geração e Transmissão) e da Superintendência de Engenharia de Operação da Distribuição (Diretoria de Distribuição) da Cemig. Secretário de Energia da Federação Nacional dos Urbanitários (FNU). Filiado à CUT, de 2003 a 2009, presidente da FNU-CUT desde 2009 e diretor do Sindicato dos Eletricistas de Minas Gerais (Sindieletr-MG) de 1993 a 2014. É, também, membro do Conselho de Administração da Cemig, Cemig D e Cemig GT, do Conselho de Administração da Transmissora Brasileira de Energia (TBE), do conselho do Plano Brasil Maior (conselho de âmbito federal para energias renováveis), do Conselho Estadual de Energia de Minas Gerais, do Conselho Estadual de Ciência e Tecnologia.

Luiz Fernando Rolla – O Sr. Rolla nasceu em 1949, é brasileiro, casado, residente e domiciliado em Belo Horizonte-MG, portador da Carteira de Identidade nº MG-1389219 expedida pela Secretaria de Segurança Pública de Minas Gerais e do CPF nº 195.805.686-34 Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, em 1974. Iniciou sua carreira na Cemig em 1974 e ocupou os seguintes cargos: Superintendente de Programação e Controle Financeiro sendo responsável pela coordenação de planejamento de longo prazo, controle orçamentário, análise de custos e “project finance”. Últimos Cargos / Funções de destaque: Superintendente de Relações com Investidores, sendo responsável pela implantação dos programas de ADR nível I e II na New York Stock Exchange e Nível I de Governança na Bovespa. Foi eleito o Melhor Profissional de RI pela Associação dos Analistas por diversos anos e pelos Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais – Apimec e, ainda, pela IR Magazine (2006). Entre janeiro de 2007 e janeiro de 2015 atuou como Diretor de Finanças, Relações com Investidores da CEMIG, na qual passou a atuar, a partir de janeiro de 2015 como Diretor de Relações Institucionais e Comunicação.

Raul Lycurgo Leite – Graduou-se em direito pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (CEUB), tendo concluído pós-graduação em Direito e Política Tributária, e em Direito Econômico e das Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e mestrado em Direito Internacional pela American University – Washington College of Law, em Washington (EUA); Desde 2002, atua como procurador federal da Procuradoria Geral e da Advocacia Geral da União. Desde 2011 atua como consultor jurídico do Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Atua, ainda, na Procuradoria-Geral da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), tendo participado da “força-tarefa” formada pela PGF/AGU para viabilizar a privatização da 2ª Etapa (Fase II) e 3ª Etapa (Fase I) do Programa Federal de Concessão de Rodovias, para o combate do transporte-pirata nas linhas de ônibus interestaduais e internacionais, para viabilizar o Programa Pro-Pass Brasil que visa licitar 98% das linhas de transporte rodoviário interestadual de passageiros e para viabilizar a licitação do Trem de Alta Velocidade. É membro titular do Conselho Fiscal da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), da Agência Brasileira de Promoção da Exportação e Investimentos (ApexBrasil) e da Finame e membro suplente do Conselho Fiscal do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Ricardo José Charbel – O Sr. Charbel é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em Manutenção e Operação de Distribuição de Energia Elétrica pela Universidade Mackenzie de São Paulo, pós-graduado em Processamento de Dados pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e com MBA Executivo pela Escola de

Negócios Ibmecc de Minas Gerais. O Sr. Charbel atuou na Cemig como executivo, ocupando vários cargos na Cemig, incluindo o de Gerente Geral de Planejamento, Estudos e Projetos de Expansão da Distribuição, de 2010 a 2012, Administrador e Gerente Geral de Coordenação Executiva do programa de expansão de distribuição Luz Para Todos de 2007 a 2010, e os cargos de Gerente de Relacionamento com o Cliente e Gerente de Divisão entre 1999 e 2007. O Sr. Charbel iniciou sua carreira na Cemig como analista de sistemas e engenheiro, entre 1983 e 1990. Desde novembro de 2012, o Sr. Charbel é nosso Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia.

Remuneração de Conselheiros e Diretores

O valor total de remuneração de Conselheiros e membros da Diretoria e do Conselho Fiscal, incluindo benefícios de qualquer natureza, será estabelecido em Assembleia Geral, de acordo com a legislação vigente.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, o total da remuneração paga a nossos conselheiros e diretores e a conselheiros e diretores da Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, inclusive seguro-saúde, licença remunerada, bônus, pós-emprego e demais benefícios, totalizou aproximadamente R\$ 13.081 milhões.

A tabela a seguir mostra a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2014:

Remuneração no ano findo em 31 de Dezembro de 2014 (em milhões de R\$)				
	Conselheiros	Comitê de Apoio (1)	Diretores	Conselho Fiscal
Número de membros (2)	15	6	11	10
Remuneração total	1.312	611	10.647	511

- (1) O Comitê de Apoio é um órgão sem função executiva, composto por membros do nosso Conselho de Administração, responsável por avaliar e fazer recomendações sobre assuntos a serem discutidos na reunião do Conselho, priorizando questões, verificando a documentação para melhor compreensão dos membros do Conselho e outros assuntos necessários para a objetividade das reuniões do Conselho.
- (2) A quantidade de membros corresponde à média mensal de membros dividida por 12 (doze). O Conselho Fiscal inclui os membros suplentes conforme deliberação tomada nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária de Acionistas de 2011. Um dos Conselheiros não percebe sua remuneração neste cargo uma vez que já a percebe por outro cargo exercido na Companhia.

Não existe qualquer contrato entre a Companhia e suas controladas integrais, subsidiárias ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da Companhia que conceda qualquer tipo de benefício pós-aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz, aplicável aos diretores, contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentações da Forluz, sendo também aplicável a outros funcionários nos mesmos termos.

Conselho Fiscal

De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho Fiscal deve ser permanente. Nosso Conselho Fiscal deve se reunir uma vez a cada três meses, mas na prática ele vem se reunindo uma vez por mês. Nosso Conselho Fiscal é composto de três a cinco membros e os correspondentes suplentes eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária para mandato de um exercício social. Os detentores das ações preferenciais, juntos, têm o direito de eleger um dos membros e o seu respectivo suplente. Um membro e respectivo suplente são eleitos pelos acionistas minoritários detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras e relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado elaborar pareceres sobre quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas em assembleia geral relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação em nossa estrutura corporativa e (vi) reorganizações societárias tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas a ser realizada em 2015, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício social de 2014, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Presidente	27 de abril de 1999
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Guarita Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Ari Barcelos da Silva	Suplente	29 de abril de 2005
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Bruno Gonçalves Siqueira (1)	Membro	30 de abril de 2013
Rafael Pinto Queiroz Neto (1)	Suplente	30 de abril de 2014
Lauro Sander (2)	Membro	29 de abril de 2009
Salvador José Cardoso de Siqueira(2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela AGC Energia.

(2) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membros titulares de nosso Conselho Fiscal:

Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond – O Sr. é profissional nas áreas de Jornalismo, de Relações Públicas e Administração de Empresas. Desde 1973, é Diretor Gerente da Irad Assessoria e Consultoria Ltda., empresa dedicada a ajudar as grandes empresas com a gestão de seus orçamentos de marketing. Sr. Drummond possui certificação de Conselheiro Fiscal pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. Entre 1987 e 1996, o Sr. Drummond foi Diretor de Administração da Light. Foi Presidente do COGE - Comitê de Gestão Empresarial no Setor de Energia Elétrica no período de 1994 a 1996. No período de 1996 a 2003, o Sr. Drummond foi membro do Conselho de Administração da Eletronorte. Desde 2006, Sr. Drummond é membro do Conselho Fiscal da Light S.A e membro do Conselho de Administração da CEMAT. Desde 1999, é membro do nosso Conselho Fiscal; e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Bruno Gonçalves Siqueira – AngloGold Ashanti Brasil Mineração Ltda.: Analista Contábil das áreas de Controladoria e Contabilidade (09/2007 a 06/2010). Atividades: Elaboração e consolidação das demonstrações contábeis da companhia e de controladas em BRGaap, IFRS e USGaap, implementação das novas regras brasileiras (CPC), responsável pela auditoria da Lei Sarbanes-Oxley, contato direto com a matriz para esclarecimento e detalhamento das informações financeiras, reporting, elaboração do orçamento anual, e atendimento as auditorias externa e interna. Andrade Gutierrez Concessões S.A.: Analista de Controladoria (desde 06/2010) Atividades: Elaboração e consolidação das demonstrações contábeis da companhia, implementação das novas regras brasileiras (CPC), atendimento as auditorias externa e interna, recolhimento e pagamento de tributos, elaboração das obrigações tributárias acessórias, controle do contas a pagar e contas a receber, preparação dos Formulário de Referência e Cadastral da Cia., e participação em elaboração de estruturas societárias para aquisição de novos investimentos da companhia. Outras funções exercidas no Grupo Andrade Gutierrez: Membro do Conselho de Administração da Water Port S.A. Engenharia e Saneamento (desde 02/01/2013); Membro suplente do Conselho Fiscal da Contax Participações S.A. (desde 11/04/2012); Membro suplente do Conselho de Administração da Oi S.A. (desde 18/04/2012); Membro suplente do Conselho de Administração da Contax Participações S.A. (de 19/08/2011 até 11/04/2012); Membro suplente do Conselho Fiscal da Cemig, Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., desde abril/2013..

Luiz Guaritá Neto – O Sr. Guaritá Neto graduou-se em Engenharia Civil pelas Faculdades Integradas de Uberaba em 1978, tendo concluído os cursos básicos de Administração de Empresas, O&M e Marketing pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Foi Prefeito de Uberaba de 1993 a 1996 Entre 2003 e 2010 foi o primeiro suplente do Senador Eduardo Brandão de Azeredo. Sr. Guaritá Neto é empresário e sócio de várias empresas. Desde 2003, o Sr. Guaritá Neto é membro do nosso Conselho Fiscal. Desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Thales de Souza Ramos Filho – O Sr. Ramos Filho graduou-se em Medicina pela Universidade Federal de Juiz de Fora e em Administração de Empresas pela Faculdade Machado Sobrinho de Juiz de Fora. É Diretor do Hospital Dr. João Felício em Juiz de Fora, Minas Gerais. É sócio gerente da Zenite Empreendimentos Imobiliários. O Sr. Ramos Filho foi membro do Conselho de Administração de Furnas entre 1990 e 1996. Desde 2003, o Sr. Ramos Filho é membro do nosso Conselho Fiscal e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Lauro Sander – O Sr. Sander graduou-se em Ciências Físicas e Biológicas, pela Universidade Dom Bosco – Santa Rosa – RS; Pós Graduado em Administração de Empresas, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e Pós Graduado em Marketing pela Pontifícia Universitária Católica PUC Rio. Banco do Brasil S.A. – Foi Superintendente Estadual do Tocantins, Amazonas, Acre e Roraima. (2003 a 2007) e Superintendente de Governo para Região Sul e Sudeste. Sede em São Paulo.(2007 a

2008); Membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC. (01-05-2009 a 30-04-2010); Membro do Conselho de Administração da Bombril S.A.. (01-05-2010 a 30-04-2012); Membro do Conselho Fiscal da Cemig, Cemig Distribuição S.A., Cemig Geração e Transmissão S.A., desde abril/2013.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores assessora nossa companhia no tocante a questões relativas a serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas na Bolsa de Nova Iorque, emitentes não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado, formado por membros independentes, se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, que requeiram ou permitam, expressamente, que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os especialistas financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs. Bruno Gonçalves Siqueira e Ari Barcelos da Silva.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos 7.922 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 219 estavam no nível gerencial, e 139 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos 7.922 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 221 estavam no nível gerencial, e 401 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos 8.368 empregados, dos quais 230 estavam no nível gerencial, e 475 contratados como mão de obra temporária. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em (1)		
	31 de dezembro de 2014 (2)	31 de dezembro de 2013	31 de dezembro de 2012
Gerentes	219	221	230
Profissionais	1.360	1.365	1.215
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	6,343	6.336	6.923
Total	7.922	7.922	8.368

(1) Esses números refletem apenas os empregados da Cemig Geração e Transmissão, Cemig Distribuição e Cemig.

(2) Em 2014, 214 empregados foram admitidos, 3 reintegrados e 217 empregados deixaram nossa companhia. .

Sindicatos

Reuniões anuais foram realizadas para negociação coletiva com os sindicatos que representam os empregados da Companhia. Os Acordos Coletivos de Trabalho que resultaram das referidas reuniões contemplam reajustes salariais, benefícios e direitos e deveres que regem as relações de emprego. Os referidos acordos entram em vigor pelo período subsequente de 12 meses, com início em 1º de novembro de cada ano.

As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho 2014/2015 entre a Empresa e Sindicatos estão em andamento e consistem na negociação das cláusulas econômicas, tendo em vista que as negociações do Acordo Coletivo de Trabalho 2012/2013 não lograram a assinatura do termo, requerendo a instauração de dissídios coletivos pelas partes negociantes. Assim, no mês de julho de 2013, o Tribunal Regional do Trabalho – TRT 3ª Região publicou a Sentença Normativa resultante da mediação, com vigência de quatro anos, ou seja, de 01/11/12 a 31/10/2016. Dessa forma, as cláusulas econômicas podem ser revistas anualmente, através de novas negociações coletivas entre a Empresa e as diversas entidades sindicais que representam os empregados. Para o período 2014/2015, a Empresa antecipou o reajuste salarial de 6,34% e a correção das cláusulas econômicas sob mesmo percentual, além da concessão do tíquete extra. O ACT 2014/2015 a ser firmado, assim como a Sentença Normativa do TRT, abrange 100% dos empregados.

A Sentença Normativa manteve os mesmos pontos dos ACTs de anos anteriores: pagamento de horas extras diurnas e noturnas; gratificações; estabelecimento de teto para concessão de auxílio financeiro para formação em cursos técnicos ou de graduação; adiantamento da primeira parcela do 13º salário; benefícios assistenciais; liberação de dirigentes sindicais e estabilidade provisória; verba para concessão de alterações salariais conforme o Plano de Cargos e Remunerações – PCR.

No âmbito da saúde e segurança no trabalho, são garantidas a regulamentação das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPAS), inclusive com a participação dos sindicatos; o inventário médico de saúde; a fiscalização de empreiteiras quanto à segurança do trabalho e a notificação de acidentes graves ou fatais.

Durante as negociações realizadas em 2014, ocorreu paralisação de um dia com a participação de cerca de 10% dos empregados. Em caso de ocorrência de greves, a Empresa conta com o Comitê de Emergência Operacional, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manutenção dos serviços essenciais da Empresa.

Nas negociações sindicais de 2013, ocorreram 18 dias de paralisação com participação de cerca de 10% dos empregados. O Comitê de Emergência Operacional, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manutenção dos serviços essenciais da Empresa na ocorrência de greves, foi acionado e não foram registradas ocorrências negativas.

Em dezembro de 2011, após negociações com os sindicatos, o Acordo Coletivo de Trabalho foi assinado com 13 entidades sindicais, compreendendo um reajuste salarial de 8,2%, benefícios, direitos e deveres, válido para o período entre 01 de Novembro de 2011 a 31 de outubro de 2012. Além disso, também foi assinado um outro acordo coletivo que rege especificamente a partilha de lucros ("PLR") para o pagamento de participação nos lucros e resultados, válido por dois anos, obedecendo as metas acordadas entre nós e nossos funcionários, como detalhado abaixo.

Remuneração

O Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) entrou em vigor em 2004. O objetivo desse plano é proporcionar à nossa companhia os instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamento equitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções, que incluem o desempenho do empregado, entre outros fatores. Não houve avaliação de desempenho para o ciclo 2013/2014, em função da revisão deste processo, que está em andamento. A distribuição da verba para reajuste individual de salário tomou como base o resultado da avaliação de desempenho dos três ciclos anteriores. Dessa forma, em 2014, dos 1634 empregados elegíveis a reajuste individual de salário, 729 foram contemplados com alteração salarial.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do Salário-Base e da Remuneração, por categoria funcional:

	Salário-Base Médio em 31 de dezembro de 2014	Remuneração Média em 31 de dezembro de 2014
Gerentes	R\$16.685,22	R\$27.004,30
Equipe profissional	R\$7.844,160	R\$10.344,19
Equipe técnica operacional e funcionários de escritório	R\$3.742,16	R\$5.949,76

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade:

A CEMIG tem um programa de participação nos lucros e resultados para os empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Ocorre a distribuição dos lucros apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 50% das metas corporativas, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores.

Em relação aos resultados de 2014, os valores a serem recebidos por nossos empregados no programa de participação nos lucros podem variar entre 70% e 120% da remuneração atribuída às suas respectivas categorias, dependendo do grau em que as metas por nós estabelecidas forem atingidas. Contudo, pagamentos de participação nos lucros não serão feitos a empregados que não atingirem o nível mínimo de 70% das metas estabelecidas.

No ano de 2014, foi antecipado o pagamento de parte da participação nos lucros aos empregados, referente ao exercício de 2014, no montante de aproximadamente R\$106.2 milhões, e a porção remanescente será paga até abril de 2015.

Em 2013, foi antecipado o pagamento de parte da participação nos lucros aos empregados, referente ao exercício de 2013, no montante de aproximadamente R\$96.7 milhões, e a porção remanescente de R\$103.4 milhões foi paga em abril de 2014, totalizando R\$200.1 milhões pagos a título de participação nos lucros e resultados. Em 2012, o pagamento das participações nos lucros dos empregados, inclusive os encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou aproximadamente R\$204.6 milhões, tendo sido antecipado o pagamento de R\$138,5 milhões em novembro/dezembro de 2012 e o restante, R\$66.1 milhões, pago em abril e julho de 2013.

Benefícios

A Empresa concede aos seus empregados uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos empregados e/ou dependentes com deficiência, assistência funeral em caso de morte de empregado ou de seus dependentes diretos e pagamento de parte da contribuição do empregado para o plano de previdência complementar. Em 2014, um total de R\$ 223.2 milhões foi pago em benefícios para empregados, consistindo de R\$ 91.7 milhões em contribuições ao plano de pensão e R\$ 131.5 milhões em benefícios assistenciais.

Programa de Aposentadoria Voluntária

De novembro de 2011 a janeiro de 2013, ocorreu o PDP (Programa de Desligamento Premiado). Dentre os principais incentivos financeiros concedidos pelo PDP, estão o pagamento de até 4 remunerações brutas, incluindo o aviso prévio, o pagamento de 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios e o pagamento de até 24 meses de contribuições para o Fundo de Pensão e INSS após o desligamento, em conformidade com critérios estabelecidos no regulamento do Programa. Através da adesão ao programa, houve 121 desligamentos em 2013 e 290 em 2012.

Programa de Demissão Voluntária

Em janeiro de 2013, foi lançado o Programa Incentivado de Desligamento, ou PID, em resposta às alterações regulatórias do setor elétrico, tendo como público-alvo empregados que atendiam as seguintes condições em 2013: mais de 20 anos (i) de emprego na Cemig e (ii) de contribuição à Forluz; estar aposentados perante o INSS.

Em 2013, 854 empregados se desligaram da Companhia através da adesão ao PID. Receberam (i) pagamento de até quatro vezes a remuneração bruta mensal do empregado (sem isenção de imposto de renda) e (ii) depósito da “penalidade” (aplicável às demissões sem justa causa) de 40% do saldo do FGTS. Adicionalmente, a Cemig garantiu o pagamento integral do plano de seguro de vida em grupo e do plano de saúde por seis meses, com início na data em que o empregado for desligado da Companhia.

Em 2014, 2 empregados foram desligados por aderiram ao PID, os quais, em razão de afastamento por motivo de saúde, foram desligados apenas quando da alta médica.

Saúde e Segurança

Em 2014, o índice da Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento (TFA) apurado para nossa força de trabalho foi de 2,01 acidentados com afastamento por milhão de homens-hora de exposição ao risco. Este valor representa uma redução de 4,29% em relação ao ano anterior, sendo o menor índice já atingido na empresa desde o início de sua apuração.

As maiores causas dos acidentes de trabalho com afastamento estão voltadas às questões de trânsito, falhas no planejamento e nas análises de risco da tarefa e no cumprimento das etapas de execução das atividades.

Ações Detidas

Nenhum de nossos conselheiros e diretores é titular de mais de 0,03% de nossas ações preferenciais e mais de 0,03% de nossas ações ordinárias.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2014, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 214.414.739 ações ordinárias ou 50,96% de nossas ações com direito a voto e nenhuma ação preferencial. Na mesma data, a AGC Energia, nosso segundo maior acionista, era titular de 138.700.848 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações, e 42.671.763 ações preferenciais, ou aproximadamente 5,09% dessas ações. A AGC Energia é uma subsidiária da Andrade Gutierrez Concessões S.A. (“AGC”), uma afiliada do Grupo AG. O Grupo AG é um dos maiores grupos privados da América Latina, com presença nos setores de engenharia, construção, telecomunicações, energia e concessões públicas. Nossos principais acionistas não detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2014.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	214.414.739	50,96%	79.001.657	9,43%
AGC Energia S.A.	138.700.848	32,96%	42.671.763	5,09%
FIA Dinâmica Energia Fund	36.986.296	8,79%	12.123.138	1,45%
Todos os conselheiros e diretores conjuntamente	103.609	0,0%	140.138	0,0%
Outros	30.502.444	7,28%	703.579.601	83,96%
Total das ações.....	420.764.639	100%	837.516.297	99,93%
Ações em tesouraria.....	69	0,00%	560.649	0,07
Total de ações emitidas	420.764.708	100%	838.076.946	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado.

Desde a constituição de nossa companhia, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo do Estado de Minas Gerais. 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 do Estado de Minas Gerais, ocasionalmente no passado, orientou nossa companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo do Estado de Minas Gerais e não necessariamente destinados à geração de lucros de nossa companhia, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes — Fatores de Risco — Riscos Relativos à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.”

Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos 48 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 6.690.374 ações ordinárias. Possuíamos também 270 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 126.247.581 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 271.547.352 ações preferenciais e as 475.367 ações ordinárias convertidas em ADRs.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança em nosso controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo Estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da companhia, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual. A autorização acima mencionada deve ainda ser aprovada pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 15 de abril de 2010, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que adquiriu 17.497.213 ações, ou 5,01% do total de ações de emissão da CEMIG. Em 4 de fevereiro de 2011, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que aumentou sua participação na CEMIG para 7,46%, representando um total de 28.673.232 ações.

Asset Management LLC nos notificou que detém 28.266.233 ações, ou 4,14% de nossas ações em circulação.

Em 18 de junho de 2010, a AGC Energia notificou a ocorrência da transferência de ações no âmbito do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado pela Southern e a AGC Energia, com a AGC como interveniente, em 12 de novembro de 2009. A AGC Energia adquiriu da Southern 98.321.592 ações ordinárias emitidas pela CEMIG, representando 32,96% do capital social votante e 14,41% do capital social. A AGC Energia enfatizou que a referida transação não altera o controle acionário ou a estrutura administrativa da CEMIG.

Em 1º de agosto de 2011, a AGC Energia e o Estado de Minas Gerais celebraram um acordo de acionistas (reconhecido pela CEMIG e com o BNDESPar como terceiro beneficiário), no qual a AGC Energia possui o direito, dentre outros, de nomear nosso Diretor de Desenvolvimento de Negócios, sujeito a aprovação pelo Estado de Minas Gerais. Para maiores informações, veja Nota 23 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

Em 26 de março de 2013 o FIA Dinâmica Energia nos notificou que adquiriu 19.074.800 ações ON, o equivalente na época a 5,1% do capital votante da CEMIG.

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

Transações com Partes Relacionadas

Nossa companhia é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- As operações de venda e compra de energia elétrica, entre geradores e distribuidores, foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal e as operações de transporte de energia elétrica, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Estas operações ocorrem em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com partes independentes;
- Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R\$120.000, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão. Os contratos foram ajustados a valor presente;
- Os contratos da Forluz, que é a entidade responsável por gerenciar o fundo de pensão dos nossos empregados, são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (vide Nota Explicativa nº 22) e serão amortizados até o exercício de 2024;

- Contribuições da Cemig para o Fundo de Pensão referentes aos empregados participantes do Plano Misto (vide Nota Explicativa nº 22) e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;
- Contribuição pela patrocinadora ao plano de saúde e odontológico dos empregados;
- Aluguel do edifício sede.

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 Relevantes - Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas.”

Processos Judiciais e Administrativos

A Cemig e suas controladas, em especial suas subsidiárias Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição, são partes em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, consumeristas, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras em relação aos seus negócios. Em conformidade com as regras IFRS, registramos e divulgamos as quantias dos processos em que a chance de perda foi avaliada como “provável”, e divulgamos as quantias dos processos em que a chance de perda foi avaliada como “possível”, na medida em que esses montantes puderam ser razoavelmente estimados. Para mais informações em relação a tais contingências, vide as Notas Explicativas das Demonstrações Contábeis consolidadas.

Questões Regulatórias

A Cemig e a Cemig Distribuição são partes em 213 processos judiciais que visam a nulidade de cláusula dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica para iluminação pública, firmados com diversos municípios abrangidos pela sua área de concessão. Os processos também visam à restituição da diferença dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso seja reconhecido em juízo que tal cobrança é indevida. Os processos se baseiam em um alegado equívoco da Cemig na estimativa de tempo utilizada para o cálculo do consumo de energia elétrica da iluminação pública custeado pela Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R\$1,4 bilhão e a chance de perda foi avaliada como “possível” tendo em vista que a jurisprudência ainda não se estabilizou definitivamente de forma favorável à tese das companhias.

A Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança requerendo sua habilitação como assistente litisconsorcial passivo em Ação Ordinária ajuizada pela AES Sul contra a ANEEL, por meio da qual a Autora requer a anulação do Despacho ANEEL nº 288/2002 que determinou as diretrizes de interpretação da Resolução ANEEL nº 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora para devedora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Cemig Geração e Transmissão obteve liminar para suspender o depósito em favor da AES, determinado em liquidação financeira no valor histórico. O pedido de habilitação foi julgado procedente e a Cemig Geração e Transmissão, agora, atua como assistente da Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A (CELESC) na ação principal (Ação Ordinária), nela podendo apresentar petições e recursos, caso seja necessário. Referida Ação Ordinária foi julgada improcedente em primeira instância, decisão contra a qual a AES Sul interpôs Recurso de Apelação, que foi julgado procedente. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da Cemig Geração e Transmissão, os quais ainda não foram julgados. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessa ação era de R\$195,4 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível” tendo em vista que a decisão de Segunda Instância ainda poderá ser modificada, à vista dos recursos ainda pendentes de julgamento.

A Cemig Geração e Transmissão, bem como suas subsidiárias, são representadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE em ação judicial em que esta associação pretende que seja judicialmente declarada a invalidade dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE 3, de 06/03/2013, que determinam, em síntese, que o Operador Nacional do Sistema – ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados e que o custo do despacho adicional será rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada. Tais determinações representam ônus aos Agentes Geradores do mercado, o que os levou, por suas associações, entre elas a APINE, a questionarem judicialmente a legalidade da citada Resolução. Os pedidos da Autora foram julgados procedentes em primeira instância, confirmando o provimento liminar concedido às associadas da APINE, entre elas a Cemig Geração e Transmissão e suas subsidiárias. O valor atualizado desta demanda, para a Cemig Geração e Transmissão e suas subsidiárias, em 31 de dezembro de 2014, é de aproximadamente R\$126,8 milhões e a probabilidade de perda está avaliada como “possível” tendo em vista o ineditismo da matéria discutida neste caso.

A Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguará (UHE Jaguará), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Cemig Geração e Transmissão obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Jaguará até que este Mandado de Segurança seja julgado. A contingência desta ação, está classificada como de perda “possível” em razão de sua natureza e da complexidade envolvida no caso concreto. Neste contexto, é de se reconhecer como elementos configuradores da contingência a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria, e que a ação proposta configura-se em leading case na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões.

A Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (UHE São Simão), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A Cemig Geração e Transmissão obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE São Simão até que o julgamento do Mandado de Segurança referente à UHE Jaguará, citado acima, ressaltando o Ministro Relator, em sua decisão liminar, que poderá reexaminar o pleito deferido em não ocorrendo à finalização do julgamento do MS de Jaguará em até 45 dias após o início das atividades judicantes da Primeira Seção do STJ no ano de 2015. A contingência desta ação, está classificada como de perda “possível” em razão de sua natureza e da complexidade envolvida no caso concreto. Neste contexto, é de se reconhecer como elementos configuradores da contingência a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria, e que a ação proposta configura-se em leading case na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões, ao lado do caso da UHE Jaguará, uma vez que ambas assentam-se nos mesmos fundamentos e estão sendo apreciadas pelo mesmo órgão julgador.

A Cemig Distribuição é parte em processo administrativo instaurado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que, em decorrência de supostas não conformidades relativas aos procedimentos de contabilização adotados pela Companhia em desconformidade com as normas do setor de energia elétrica e apuradas pelo órgão regulador durante fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) da Concessionária, culminou no Auto de Infração nº 014/2014. A defesa da Companhia visa o cancelamento ou redução significativa da penalidade aplicada pela ANEEL. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido no procedimento era de, aproximadamente, R\$59 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível”.

Aumentos de Tarifas

A Cemig Distribuição é ré, juntamente com a ANEEL, em uma ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal objetivando evitar a exclusão de consumidores da classificação na subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda e, ainda, requerendo a condenação da Cemig Distribuição no pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores de baixa renda. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a Cemig Distribuição e a ANEEL ajuizaram recurso de apelação perante o Tribunal Regional Federal. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessa ação era de, aproximadamente, R\$189,6 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível” em função da existência de decisões, em outros casos de natureza tanto administrativa quanto judicial, favoráveis à tese defendida pela Cemig Distribuição.

A Cemig Distribuição é ré em diversas ações judiciais e, em especial, em uma ação civil pública ajuizada pela Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente – AMPROCOM, nas quais se discutem os valores das tarifas cobradas pela Companhia após 2002 e sua metodologia, e se requer, ainda, a restituição, a todos os consumidores que foram lesados nos processos de revisão periódica e reajuste anual de energia elétrica no período de 2002 a 2009, dos valores que alegadamente lhes foram indevidamente cobrados. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessas ações era de R\$233,8 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível” em face do ineditismo da matéria debatida neste caso.

Impostos e Demais Contribuições

A Cemig e suas subsidiárias integrais, em especial a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição, são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural, ou ITR, Programa de Integração Social, ou PIS, PASEP, e COFINS (as quais são contribuições sociais impostas sobre o faturamento bruto), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros.

Em 2006, a Cemig, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição realizaram pagamentos adiantados a alguns de seus empregados em troca dos direitos de tais empregados a futuros pagamentos, denominados como “Anuênio”. Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social foi coletado em relação a esses pagamentos, já que o entendimento das companhias é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo para cobrar impostos sobre tais pagamentos. Para evitar o risco de multas, as companhias ingressaram com dois mandados de segurança, e obtiveram decisões desfavoráveis às companhias na primeira instância. Ajuizadas as devidas apelações, aguardam-se as decisões da segunda instância. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessas ações era de,

aproximadamente, R\$239,2 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível”, haja vista a natureza indenizatória dos adiantamentos realizados aos empregados e a ausência de jurisprudência específica no Tribunal Regional Federal (TRF) da Primeira Região e no Superior Tribunal de Justiça (STJ). Ressalte-se que, no tocante ao Imposto de Renda, tanto o STJ, como o TRF da 1ª Região adotam o entendimento de que não há incidência do imposto em parcelas decorrentes da supressão de vantagens por meio de acordo coletivo, uma vez que tais valores possuem caráter indenizatório.

O INSS instaurou um processo administrativo contra a Cemig em 2006 no qual alega o não recolhimento da contribuição à seguridade social sobre os valores pagos aos empregados e diretores a título de Participação nos Lucros e Resultados – PLR, no período entre os anos 2000 e 2004. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à Seguridade Social. A Cemig recebeu sentença parcialmente favorável em 2008, que afastou a incidência da contribuição previdenciária sobre os pagamentos realizados aos empregados a título de Participação nos Lucros e Resultados - PLR, mantendo-a, entretanto, a incidência do tributo em relação aos pagamentos da PLR feitos aos diretores da Cemig. A Cemig recorreu e aguarda a decisão de segunda instância. Em 31 de dezembro de 2014, o montante envolvido nesse processo foi avaliado em, aproximadamente, R\$144,3 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”, em decorrência do resultado de julgamentos realizados em casos semelhantes pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.

A Receita Federal do Brasil instaurou diversos processos administrativos contra a Cemig, a Cemig Geração e Transmissão, Cemig Distribuição e Rosal Energia S.A., relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados – PLR, programa de alimentação do trabalhador – PAT, auxílio-educação, auxílio alimentação, anuênios, Adicional Aposentadoria Especial, tributos com exigibilidade suspensa, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat, doação e patrocínio e multa por descumprimento de obrigação acessória. As defesas foram apresentadas pelas companhias e aguarda-se o julgamento. Em 31 de dezembro de 2014, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como “possível” totalizava, aproximadamente, R\$1 bilhão e os processos avaliados com chance de perda como “provável” totalizavam, aproximadamente, R\$2,9 milhões.

A Receita Federal do Brasil instaurou diversos processos administrativos contra a Cemig, Cemig Geração e Transmissão, a Cemig Distribuição e Sá Carvalho S.A., relativamente a Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre Lucro Líquido – CSLL. Em 31 de dezembro de 2014, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como “possível” totalizava, aproximadamente, R\$192 milhões e os processos avaliados com chance de perda como “provável” totalizavam, aproximadamente, R\$7 milhões.

A Receita Federal do Brasil autuou a Parati – Participações em Ativos de Energia Elétrica, coligada da Cemig, e, na condição de responsável solidária de fato, a própria Cemig, relativamente a Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF incidente sobre o ganho de capital na alienação de bens e direitos no Brasil por não residente, na qualidade de responsável legal pela retenção e recolhimento do referido tributo. A operação societária em questão corresponde à compra, pela Parati, e venda, pela Enlighted, em 07/07/2011, de 100% das participações na LUCE LLC (empresa com sede em Delaware, EUA), proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações (“FIP Luce”), que por sua vez era detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante (ações ordinárias) de emissão da Light S.A. (Light). Atualmente, após algumas operações societárias, a Parati tornou-se titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A., que, por sua vez, é titular de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. O FIP Luce foi encerrado em 12/06/2012 e o Luce LLC, em 18/05/2012. A defesa da Cemig foi apresentada em 15/01/2015, sendo que o montante reivindicado nesse processo cuja chance de perda foi avaliada como “possível” totalizava, nessa data, aproximadamente, R\$161 milhões.

A Cemig e suas subsidiárias integrais, especialmente a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição, são partes em diversos processos judiciais e administrativos que versam sobre compensações de créditos dos seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. As companhias estão contestando a cobrança desses tributos pelo fisco federal. Em 31 de dezembro de 2014, os processos avaliados com chance de perda “possível” totalizaram, aproximadamente, R\$ 242,7 milhões e os processos avaliados com chance de perda “provável” totalizaram, aproximadamente, R\$ 0,065 milhão.

A Cemig é parte em um processo judicial e dois processos administrativos que discutem pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ dos anos-calendário de 1997 a 2000, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF’s e DCTF’s correspondentes. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nesses processos totalizou, aproximadamente, R\$837,9 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”, em razão de que a decisão final será baseada, primordialmente, pelo exame da ampla documentação dos processos administrativos relacionados à ação, mediante identificação dos elementos passíveis de corroborar os argumentos da Cemig.

Contratações

A Cemig Distribuição é parte em processos judiciais envolvendo reivindicações de reequilíbrio econômico financeiro de contratos de implantação relacionados ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – Luz para

Todos. Em 31 de dezembro de 2014 o valor envolvido nesses processos totalizava R\$ 183,2 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”.

A Cemig é parte em um Processo Administrativo de Crédito Estadual (PACE) instaurado pelo Estado de Minas Gerais, em 29/12/2014, que versa sobre a cobrança de uma suposta diferença entre o valor devolvido pela Cemig ao Estado de Minas Gerais, em dezembro de 2011, a título de restituição de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (“AFAC”), e o valor entendido como devido pelo Estado de Minas Gerais. Considerando a instauração do PACE, o Conselho de Administração, em reunião realizada na data de 29/12/2014, deliberou autorizar a Diretoria Executiva a tomar, de forma urgente, todas as medidas necessárias para buscar a suspensão da exigibilidade do crédito cobrado pelo Estado no PACE, inclusive mediante a realização de depósito administrativo ou judicial. Em 29/12/2014, a Cemig efetivou o depósito administrativo da importância cobrada pelo Estado de Minas Gerais, correspondente a R\$ 239,4 milhões. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nesse processo administrativo correspondia a R\$239,4 milhões e a chance de perda foi avaliada como “provável”.

A Cemig e o Estado de Minas Gerais são partes em processo administrativo em curso perante o Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais (TCMG), instaurado a partir de representação que versa sobre supostas irregularidades na forma utilizada para aplicação dos juros moratórios, bem como no percentual de desconto concedido, quando da liquidação da dívida do Estado de Minas Gerais para com a Cemig, relativa ao Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar (Contrato CRC). Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido na representação era de, aproximadamente, R\$327 milhões e a chance de perda foi avaliada como “possível”.

Obrigações Trabalhistas

A Cemig, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são rés em diversas ações movidas por empregados próprios e empregados terceirizados. Essas ações são relativas, de modo geral, ao pagamento de horas extras e adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas a terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadoria pela Forluz e ajustes salariais. De acordo com as leis do trabalho brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para recebimento de eventuais direitos não pagos no prazo de dois anos contados do término do contrato de trabalho, sendo tais direitos limitados ao prazo de cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Em 31 de dezembro de 2014, o valor dos pleitos com chance de perda “provável” era de, aproximadamente, R\$185,7 milhões, e com chance de perda “possível” era de, aproximadamente, R\$480,5 milhões.

Adicionalmente, a Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. são partes em Dissídio Coletivo ajuizado pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais – SINDIELETRO mais 13 Federações/Sindicatos que visa ao estabelecimento de normas e condições de trabalho para reger os contratos de trabalho dos empregados no período de 01 de novembro de 2012 a 31 de outubro de 2013, cuja pauta de reivindicação trazia diversos assuntos, dentre eles “Recomposição das Perdas Salariais. Aumento Real. Piso Salarial. Reajuste das Cláusulas Econômicas”. Em 04 de julho de 2013 foi publicado acórdão do TRT que manteve as cláusulas já existentes nos acordos coletivos anteriores, sem acrescentar nenhuma nova obrigação às partes. Em 13 de outubro de 2014, foi publicada, pelo TST, decisão em sede de Recurso Ordinário, para dar provimento ao recurso do Sindieletro concedendo 3% (três por cento) de aumento real aos empregados a título de produtividade. A Cemig apresentou Embargos de Declaração à Seção Especializada em Dissídios Coletivos do TST, a qual negou-lhe provimento em 15 de dezembro de 2014. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nesta ação era de, aproximadamente, R\$127 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “provável” tendo em vista a atual fase processual.

Por fim, em junho de 2007, a Cemig recebeu decisão desfavorável em uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho no início de 2003, com o objetivo de evitar que a companhia utilizasse mão-de-obra terceirizada em suas atividades-fim. Na decisão, houve condenação ao pagamento de danos morais coletivos no valor de R\$ 0,300 milhão e foi concedido um período de nove meses a contar da decisão para que a Cemig parasse de contratar empregados mediante a utilização de companhias terceirizadas como intermediárias. Em março de 2008, o Tribunal Superior do Trabalho concedeu uma decisão liminar suspendendo os efeitos da decisão anterior e seus respectivos efeitos até que se chegasse a uma decisão final. Em outubro de 2012, o Tribunal Superior do Trabalho reverteu a sentença do Tribunal Regional do Trabalho absolvendo a Cemig de pagar por danos morais e pelas multas coletivas fixadas. Contudo, em novembro de 2013, o Tribunal Superior do Trabalho, em sede de embargos de declaração interpostos pelo Ministério Público do Trabalho, reviu sua decisão para reestabelecer parcialmente a condenação por danos morais coletivos, arbitrando-os em R\$ 0,150 milhão, mantendo a improcedência da ação no que se referia ao pleito de ilicitude da terceirização. A decisão transitou em julgado em setembro de 2014 e foi efetuado pagamento de R\$0, 375 milhão a título de dano moral, estando o processo em fase de comprovação do cumprimento das obrigações de fazer e não fazer estabelecidas, para, posteriormente, ser arquivado e baixado.

Questões Ambientais

A Cemig, a Cemig Geração e Transmissão, a Southern Electric e a FEAM são rés em uma Ação Civil Pública, proposta em 5 de fevereiro de 2007 pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio, que teve por objeto pedido de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica de Nova Ponte. A defesa foi apresentada pelas companhias e

aguarda-se o julgamento. Em 31 de dezembro de 2013, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R\$1,8 bilhão com base no valor dado à causa. Todavia, considerando a fase do processo, bem como alterações legislativas posteriores à distribuição da ação, foi possível a reapreciação pela área técnica dos pedidos e a reavaliação do valor a ser desembolsado em eventual condenação. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R\$253,7 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”.

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais e outros ajuizaram ações civis públicas e populares em desfavor da Cemig, da Cemig Geração e Transmissão e da Cemig Distribuição demandando que essas companhias invistam no mínimo 0,5% (meio por cento) do valor da sua receita operacional anual desde 1997 na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos nos municípios onde estão localizadas usinas hidrelétricas e que indenizem o Estado de Minas Gerais, proporcionalmente, pelo dano ambiental causado em decorrência de alegada omissão das companhias no cumprimento da lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/97. Quatro dessas ações foram julgadas parcialmente procedentes pelo Tribunal de Justiça de Minas Gerais, com a condenação da Cemig e da Cemig Geração e Transmissão a investir o percentual de 0,5% anual da receita operacional bruta desde 1997 em medidas de preservação e proteção ambiental dos mananciais hídricos. As companhias interpuseram recursos ao STJ e ao STF, visto que as ações envolvem leis federais e matéria constitucional. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nessas ações era de R\$76,8 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”.

Adicionalmente, a Cemig, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos outros processos administrativos e judiciais e demandas envolvendo questões ambientais com relação a determinadas áreas protegidas, licenças ambientais e indenização por danos ambientais, entre outras. Em 31 de dezembro de 2014, os valores envolvidos nesses processos avaliados com chance de perda “provável” totalizaram, aproximadamente, R\$1,2 milhão e os valores dos processos avaliados com a chance de perda “possível” totalizaram, aproximadamente, R\$43,1 milhões. Esses processos também incluem outras ações civis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, tendo em vista que a maioria dessas ações está relacionada a danos ambientais e contém pedidos de indenização, recuperação de áreas degradadas e medidas compensatórias que serão definidos no curso dos processos, mediante a realização de perícias para apuração dos valores. Acrescentamos que, como as ações civis públicas se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser ajuizadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais proferidas nas ações civis públicas.

Propriedade e responsabilidade

A Cemig, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos judiciais, principalmente como réis, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2014, os processos avaliados com chance de perda “provável” totalizaram, aproximadamente, R\$48 milhões e os processos avaliados com chance de perda “possível” totalizaram, aproximadamente, R\$158,7 milhões.

Adicionalmente, a Cemig Distribuição é ré em quinze ações nas quais os autores buscam indenizações por danos morais e materiais referentes ao acidente ocorrido em 27 de fevereiro de 2011, na cidade de Bandeira do Sul, decorrente do lançamento de “serpentina metalizadas” na rede de distribuição de energia elétrica, que ocasionou um curto-circuito que rompeu cabos de média tensão, os quais, ao atingirem o solo, acarretaram a morte de 16 pessoas além de dezenas de feridos. O valor envolvido nas quinze ações, era, em 31 de dezembro de 2014, de aproximadamente, R\$11,2 milhões, e a chance de perda foi avaliada como “possível”. A maior relevância dessas ações para a Cemig Distribuição não se relaciona a impactos financeiros, mas à exposição negativa de sua imagem, uma vez que o acidente foi muito divulgado pela mídia.

Processos de consumidores

A Cemig Distribuição é ré em diversos processos administrativos e judiciais em assuntos relacionados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica em ações propostas por consumidores, pelo Ministério Público e por órgãos de defesa do consumidor, com demandas que versam sobre a descoberta de irregularidades na medição do consumo de energia elétrica; o corte de fornecimento por falta de pagamento de contas; acordos de parcelamento de contas; indenização por danos à propriedade devido a desconexões acidentais; indenização por danos materiais provenientes da queima de aparelhos eletrodomésticos e outros. Em razão da anulação de multas aplicadas pelo Procon à Companhia, houve significativa redução do valor de perda possível. Em 31 de dezembro de 2014, o valor envolvido nos processos avaliados com chance de perda “provável” totalizou, aproximadamente, R\$19,1 milhões e o dos processos avaliados com chance de perda “possível” totalizou, aproximadamente, R\$6,8 milhões.

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendos Obrigatórios - Prioridade e Valor dos Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa companhia está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, determinado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
 - 10% do respectivo valor nominal; ou
 - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Dividendos relativos às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Se após o pagamento do dividendo ordinário, sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das ações preferenciais e das ações ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do conselho de administração.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no *lucro líquido corrigido*, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o saldo da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa Companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa Companhia.

Juros sobre o Capital Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital próprio como alternativa à distribuição de

dividendos aos acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital próprio qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no Estatuto Social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a Companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital próprio está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da Companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo BNDES, não podendo exceder do maior entre (i) 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros sobre o capital próprio) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou (ii) 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado. Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se no Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo, de juros sobre o capital ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real desvalorizou aproximadamente 12,52% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2014. Veja a seção “Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio”.

Os dividendos relativos às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre Impostos no Brasil - Tributação de Dividendos” e “Considerações sobre Impostos Norte-Americanos” e “Tributação de Distribuições”. Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

A tabela a seguir apresenta o histórico recente de declarações de dividendos e juros sobre o capital próprio de nossas ações ordinárias e preferenciais. Para cada exercício na tabela, o pagamento dos dividendos ocorreu durante o exercício posterior à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por ação ordinária e por ação preferencial foram os mesmos. Vide a seção “Item 3. Informações Relevantes — Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas”.

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

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R\$)(2)	(US\$)(3)	(R\$)(2)	(US\$)(3)
2012.....	1.275.989.756	635.611.335	1.642.117.243	817.991.154
2013	553.627.379	232.031.592	1.101.974.620	461.850.217
2014 (4)	266.619.949	87.019.795	530.697.050	173.209.651

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados como correspondentes, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.

(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.

(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos aqui demonstrados são apenas uma referência para o investidor e foram calculados dividindo-se o valor de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos, expressos em reais nominais, pela taxa de câmbio divulgada pelo Federal Reserve Board nos respectivos “Record Dates”: 6 de maio de 2013 e 6 de maio de 2014. Para os proventos referentes a 2014, considerou-se a taxa de câmbio do dia 17 de abril de 2015. Para mais informações sobre a taxa de câmbio utilizada para conversão dos dividendos e juros sobre capital próprio a serem pagos aos detentores de ADSs, favor consultar a seção “Câmbio” acima.

(4) Os dividendos de 2014 referem-se aos valores que foram encaminhados para aprovação nas assembleias gerais ordinária e extraordinária a realizarem-se em 30 de abril de 2015, a serem pagos até 30 de dezembro de 2015. Diferentemente dos anos anteriores, a administração da Cemig propôs, para a AGO/E de 30/04/2015, a distribuição de R\$797.317 mil do Lucro Líquido registrado em 2014 e a manutenção de igual parcela no Patrimônio Líquido, na conta de reserva de dividendos obrigatórios não distribuídos, para pagamento posterior, assim que situação financeira da empresa o permitir.

Mudanças Significativas

Eventos subsequentes:

a) Conclusão da constituição da Aliança Geração de Energia

Conclusão da constituição

Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de associação entre a Vale S.A. (Vale) e Cemig GT, mediante a integralização na Aliança Geração de Energia S.A. (Aliança), das participações societárias detidas por Vale e Cemig GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga. A Aliança passa a possuir a capacidade instalada hídrica de 1.158 MW (652 MW médios) em operação, dentre outros projetos de geração.

Com a constituição da Aliança, Vale e Cemig GT detêm, respectivamente, 55% e 45% do capital total. A conclusão da transação não implica nenhum desembolso financeiro e foi executada com o aporte de ativos.

Conclusão da aquisição

Em 31 de março de 2015 a aquisição de participação acionária de 49% da Vale na Aliança Norte Energia Participações SA (“Aliança Norte”) foi concluída, que detém 9% do Norte Energia SA (“NESSA”) - que compreende uma participação indireta de 4,41% em NESA. Isso preenche a condição precedente referido no Fato Relevante de 27 de fevereiro de 2015.

O preço de aquisição foi de R \$ 306 milhões, referindo-se ao montante de recursos injetados pela Vale no capital social da NESA até a data de encerramento, após atualização monetária pelo IPCA, a partir da data de cada injeção de financiamento até 28 de fevereiro de 2015, na proporção da participação acionária indireta na NESA de 4,41%.

Cemig GT continuará a pagar, no prazo de 5 dias após a publicação do índice IPCA para o mês de março, um montante igual à prossecução da atualização monetária do preço de aquisição para o período de 28 de fevereiro de 2015 a 3 de março de 2015.

b) Reajuste Tarifário Extraordinário da Cemig D

Em 27 de fevereiro de 2015 a ANEEL divulgou as tarifas da Cemig D a serem faturadas a partir de 02 de março de 2015, relativas ao Reajuste Tarifário Extraordinário. Este reajuste cobre os custos relativos à: (i) aumento da cota de CDE; (ii) aumento dos custos com a compra de energia em função do reajuste da tarifa de Itaipu; (iii) resultado do 14º leilão de energia existente e do 18º leilão de ajuste; e (iv) custos com a exposição involuntária ao mercado de curto prazo. O impacto médio a ser percebido pelos clientes da Cemig D é de 28,76%.

Com relação às Bandeiras Tarifárias, foi homologado o valor de R\$2,50 para a Bandeira Amarela e o valor de R\$5,50 para a Bandeira Vermelha, ambos para cada 100 kWh consumidos. Tais valores irão cobrir o aumento dos custos devido a condições menos favoráveis de geração de energia, em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que torna necessária a geração de energia por fonte termelétrica e gera exposições ao mercado de curto prazo.

c) Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) na Cemig D

No dia 11 de março de 2015 o Conselho de Administração da CEMIG deliberou autorizar a transferência à Cemig D, de até R\$100 milhões, na forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), bem como encaminhar a proposta à Assembleia Geral Extraordinária, para que a declaração do voto do representante da CEMIG na AGE da CEMIG D seja favorável à aprovação do aumento do capital social da Cemig D e para que seja feita a alteração do Estatuto Social desta companhia para refletir o aludido aumento de capital.

O capital da Cemig D passará de R\$2.261.998 para R\$2.361.998, através da emissão de 97.116 novas ações, todas ordinárias, nominativas, sem valor nominal, com preço de emissão de R\$1,0297 cada, a serem subscritas e integralizadas pela CEMIG através do AFAC.

O preço de emissão foi fixado pelo valor do patrimônio líquido da ação. A quantidade total de ações passará de 2.261.998 para 2.359.113 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

d) 8ª Emissão de Notas Promissórias da Cemig D

Em 01 de abril de 2015, a Cemig D fez sua 8ª emissão de Notas Promissórias, alocados no mercado brasileiro, com esforços restritos de acordo com a Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, com 340 notas promissórias, em série única,

com valor unitário de R \$ 5 milhões cada, totalizando o montante de R \$ 1,70 bilhões. Os recursos foram utilizados para a compra de energia e pagamento de dívidas existentes. As notas promissórias tem prazo de 360 dias, com vencimento em 26 de março de 2016, tendo taxa de juros em 111,70% do CDI ao ano, devido à maturidade. A 8ª Emissão de Notas Promissórias da Cemig D é garantida pela CEMIG.

e) Reajuste Tarifário Ordinário da Cemig D

Em 8 de abril de 2015, a Aneel decidiu o Reajuste Tarifário Anual a ser aplicado às tarifas da Cemig D, subsidiária integral da Cemig. Este reajuste resultará em um aumento médio de 7,07% nas tarifas de energia elétrica pagas pelos clientes da Cemig D, com efeito a partir de 08 de abril de 2015, até 07 de abril de 2016.

Para os consumidores residenciais, o aumento na tarifa será de 5,93%. Para os consumidores comerciais e industriais, atendidos em média e alta tensão, o aumento médio será de 8,12%. Para aqueles atendidos em baixa tensão, o aumento será de 6,56%.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2014, são negociadas na NYSE, sob o símbolo “CIG” desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs de ações preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs de ações preferenciais são comprovadas por ADRs de ações preferenciais emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações preferenciais evidenciados pelos ADRs de ações preferenciais emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2014, existiam aproximadamente 271.547.352 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 32,40% de nossas 758.374.502 ações preferenciais (*Free Float*).

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2014 são negociadas na NYSE, sob o símbolo “CIG.C” desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs de ações ordinárias são comprovadas por ADRs de ações ordinárias emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2014, existiam aproximadamente 475.367 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,11% de nossas 206.189.588 ações ordinárias em circulação (*Free Float*).

Em 09 de abril de 2015, o preço de fechamento por ação preferencial na BM&FBovespa foi R\$13,92 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi US\$4,57.

Em 09 de abril de 2015, o preço de fechamento por ação ordinária na BM&FBovespa foi R\$13,87 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi US\$4,55.

Constam do quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na BM&FBovespa e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Ordinárias		ADSs de Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs de Ações Preferenciais	
	Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$		Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2010	6,23	4,92	3,82	2,78	8,75	6,86	5,48	3,89
2011	8,95	5,81	5,81	3,22	11,11	7,75	6,87	4,57
2012	14,94	8,57	7,72	4,28	17,40	9,65	8,88	4,65
2013	14,50	10,45	7,09	4,76	14,09	10,32	6,99	4,67
2014	19,29	10,1	8,46	4,42	18,46	10,04	8,35	4,25
2012								
1º Trimestre	12,59	8,57	6,97	4,70	15,04	10,51	8,41	5,94
2º Trimestre	14,27	12,11	7,72	6,04	16,63	14,39	8,88	7,34

3º Trimestre	14,94	9,06	7,65	4,53	17,40	10,46	8,80	5,23
4º Trimestre	11,52	9,09	5,80	4,28	11,74	9,65	5,76	4,65
2013								
1º Trimestre	12,63	10,45	6,67	5,64	13,06	10,32	6,88	5,23
2º Trimestre	14,50	10,93	7,09	4,89	14,09	11,06	6,99	4,98
3º Trimestre	13,50	11,00	6,13	4,76	13,18	10,75	5,92	4,71
4º Trimestre	12,38	11,19	5,74	4,82	12,23	10,99	5,72	4,67
2014								
1º Trimestre	12,93	10,16	5,77	4,42	12,69	10,04	5,70	4,25
2º Trimestre	15,49	12,40	7,31	5,66	15,88	11,94	7,20	5,33
3º Trimestre	19,29	13,74	8,46	6,04	18,46	13,25	8,35	5,50
4º Trimestre	16,25	12,70	6,83	4,83	16,02	11,85	6,74	4,40
2015								
1º Trimestre	14,12	11,60	5,34	3,64	13,37	10,95	4,90	3,49
Novembro de 2014	14,76	12,82	5,85	5,56	14,21	11,94	5,60	4,73
Dezembro de 2014	14,79	12,93	5,62	4,83	13,82	11,89	5,35	4,40
Janeiro de 2015	14,12	11,68	5,33	4,39	13,20	10,95	4,90	4,31
Fevereiro de 2015	13,50	11,60	4,81	4,16	13,14	11,15	4,69	3,93
Março de 2015	13,60	11,87	4,53	3,64	13,37	11,41	4,57	3,49
Abril de 2015 (1)	14,50	13,16	4,70	4,17	14,36	12,88	4,64	4,08

(1) Até 09 de abril de 2015

A tabela abaixo representa as bonificações de ações pagas por ações ordinárias e preferenciais e suas respectivas ADSs ordinárias e preferenciais:

Histórico de bonificações das ações ordinárias e preferenciais e correspondentes ADSs						
Ano	%	Deliberação	Record date Brasil	Data do Crédito Brasil	Record date NYSE	Data do Crédito NYSE
2010	10,00%	04/29/2010	04/29/2010	05/05/2010	05/04/2010	05/10/2010
2012	25,00%	04/27/2012	04/27/2012	05/04/2012	05/02/2012	05/11/2012
2013	12,85%	04/30/2013	04/30/2013	05/07/2013	05/06/2013	05/14/2013
2013	30,76%	12/26/2013	12/26/2013	01/03/2014	12/26/2013	01/10/2014

As bonificações acima ocorreram em virtude de aumentos do nosso capital social por meio de incorporação de reservas de lucros e reservas de capital.

Os valores de mercado das ações e respectivas ADSs foram ajustados ao novo número de ações, após bonificação.

Em 2014 e até a data de arquivamento desta Form20F não houve nenhuma bonificação de ação.

Desde 12 de julho de 2002, nossas ações têm sido negociados na LATIBEX, sob o símbolo “XCMIG”. A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na BM&FBovespa

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na BM&FBovespa, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na BM&FBovespa está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a BM&FBovespa possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na BM&FBovespa são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da BM&FBovespa é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC).

A fim de melhor controlar a volatilidade, a BM&FBovespa adotou o mecanismo de suspensão do pregão (*circuit breaker*) em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior; (ii) por uma hora, se o índice da bolsa cair 15% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação; e (iii) por determinado período a ser definido pela BM&FBovespa, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação.

A BM&FBovespa é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2014, a capitalização de mercado global das 363 companhias listadas na BM&FBovespa era equivalente a aproximadamente R\$2,20 trilhões e as 10 maiores companhias listadas na BM&FBovespa representaram aproximadamente 50% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada na BM&FBovespa, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único acionista principal.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na BM&FBovespa e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BM&FBovespa, do mecanismo de *circuit breaker* em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BM&FBovespa.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa. As regras referentes a esse segmento de governança corporativa estão incluídas no Regulamento do Nível 1 de Governança Corporativa, aditado em 21 de março de 2011 pela BM&FBovespa e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas, Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas (“DFP”); demonstração do resultado consolidado, Demonstrações Financeiras Trimestrais (“ITR”) e o Formulário de Referência;
- incluir, nas notas explicativas às nossas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR), uma nota explicativa sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações fornecidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar, no Formulário de Referência, qualquer participação societária direta ou indireta por tipo e classe que ultrapasse 5% de cada tipo e classe do capital social da Companhia, ao nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;
- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;
- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos contendo pelo menos a data de (a) atos e eventos corporativos, (b) reuniões públicas com analistas e outras partes aplicáveis e (c) divulgação de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal. Qualquer mudança nos eventos agendados deve ser informada à BM&FBovespa e ao público com pelo menos cinco dias de antecedência;
- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes interessadas;
- preparar, divulgar e apresentar à BM&FBovespa uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia;
- estabelecer que a duração do mandato de nosso conselho de administração não deve exceder dois anos, com a possibilidade de reeleição;
- ter pessoas diferentes ocupando os cargos de presidente do conselho de administração e de diretor-presente ou principal executivo de nossa companhia; e
- adotar mecanismos que permitam dispersão de capital em quaisquer ofertas públicas de ações;
- Incluir em nosso estatuto cláusulas obrigatórias exigidas pela BM&FBovespa até 10 de maio de 2014 (as quais nós já implementamos);

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários requer que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou consultivo divulguem a nós, à CVM e à BM&FBovespa o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e nossas controladoras que sejam possuídos por eles ou por pessoas proximoamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada pela Companhia para a CVM e a BM&FBovespa dentro de 10 dias após o final do mês no qual ocorreram, ou do mês no qual os administradores da Companhia foram empossados.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à BM&FBovespa. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, os atos ou fatos relevantes podem deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da companhia.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais - Controles Cambiais”.

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo CMN e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as companhias podem ser abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na BM&FBovespa, podendo, contudo, ser negociadas em transação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na BM&FBovespa na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da BM&FBovespa ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

A lei brasileira prevê restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução, e o precedente judicial não seja tão bem definido como em outros países. A negociação na BM&FBovespa por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos dos Estados Unidos para o exterior visando aos pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs de ações preferenciais permutar suas ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs de ações ordinárias permutar suas ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o investidor deverá obter registro nos termos da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 4.373, de 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores não residentes no Brasil nos mercados financeiro e de capitais brasileiros. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais”.

Item 10. Informações Adicionais

Estatuto Social

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 31300040127. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas (i) do nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembleia geral extraordinária realizada em 03 de junho de 2014, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. A descrição de nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser

completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso Estatuto Social, fomos constituídos com quatro principais objetivos:

- (i) construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos;
- (ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial;
- (iii) prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e
- (iv) exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas a nosso objeto social, incluindo o desenvolvimento e a exploração de sistemas de telecomunicação e de informação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembleias gerais.

Subscrição de Ações

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

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possua direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. *Veja a seção “Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários”.*

Acionistas Não Controladores

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, conforme mais pormenorizadamente descrito em “– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Não Controladores”.

Dividendos

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, veja a seção “Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos”.

Assembleias Gerais

As assembleias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As assembleias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente em assembleia geral:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumentos ou reduções de nosso capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- destituição e/ou eleição de nossos administradores e de membros de nosso Conselho Fiscal;
- autorização da emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários conversíveis;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou nosso Estatuto Social;
- aprovação de qualquer fusão ou incorporação com outra companhia na qual nós não sejamos a companhia remanescente ou uma cisão;
- aceitação ou rejeição da avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- aprovação da transformação de nossa companhia em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- aprovação de qualquer dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- qualquer medida relativa à falência ou concordata;
- aprovação dos relatórios financeiros em uma base anual;
- emissão de partes beneficiárias; e
- cancelamento do registro junto à CVM como uma companhia controlada pelo poder público ou cancelamento da listagem de nossas ações ordinárias da BM&FBovespa, exceto no caso de uma oferta pública de privatização.

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, presentes, pessoalmente ou representados por procuração, em assembleia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;
- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outras companhias;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de sociedades;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar nossa dissolução;
- aprovar a criação de partes beneficiárias; e
- aprovar a incorporação de todas as nossas ações para outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia (incorporação de ações).

Os acionistas poderão ser representados em assembleia geral por procurador constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar o acionista em assembleia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em companhias abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas assembleias gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar assembleia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembleia geral extraordinária no caso em que matérias graves e urgentes afetem nossa companhia;

- por qualquer acionista, sempre que os administradores deixarem de convocar assembleia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações ou por nosso Estatuto Social;
- por acionistas detentores de no mínimo 5% de nosso capital social, se os administradores deixarem de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembleia, com indicação das matérias a serem discutidas; e
- por acionistas detentores de no mínimo 5% de nosso capital social votante ou por 5% dos acionistas sem direito a voto, se nossos administradores deixarem de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para instalação do Conselho Fiscal.

Conselho de Administração

Nosso Estatuto Social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 15 conselheiros e 15 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração, entre outras funções:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa companhia;
- eleger e destituir diretores;
- 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;
- deliberar, por proposta da Diretoria, sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa companhia ou a prestação de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R\$14 milhões;
- deliberar, por proposta da Diretoria, sobre os projetos de investimento da nossa companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da nossa companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a R\$14 milhões, inclusive aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que participe; convocar a Assembleia Geral;
- fiscalizar a gestão da Diretoria, podendo examinar, a qualquer tempo, nossos livros e papéis, 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;
- manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
- escolher e destituir os auditores independentes, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas;
- mediante proposta da Diretoria, a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R\$14 milhões;
- propositura de ações judiciais e processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a R\$14 milhões;
- aprovar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capitais local e internacional;
- delegar à Diretoria a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica e de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o plano diretor, o plano plurianual e estratégico e o orçamento anual, bem como suas alterações e revisões;
- estabelecer, anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para os gastos com pessoal, inclusive concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, ressalvada a competência da assembleia geral de acionistas e observado o orçamento anual aprovado;
- autorizar o exercício do direito de preferência e os acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a companhia, exceto no caso das subsidiárias integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da assembleia geral de acionistas;
- aprovar as declarações de voto em assembleias gerais de acionistas e orientações de voto em reuniões de conselhos de administração de subsidiárias integrais, controladas, coligadas e dos consórcios de que participe a companhia, quando envolver participação no capital de outras sociedades ou consórcios, devendo as deliberações, em qualquer

caso e não somente nas matérias relativas à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, observar as disposições do Estatuto Social, do plano diretor e do plano plurianual e estratégico;

- aprovar a constituição de, e a participação no capital social em, quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;
- aprovar a instituição de comitês, na forma do seu regimento interno, devendo cada respectivo comitê, previamente à deliberação do Conselho de Administração, dar o seu parecer, não vinculante, (i) sobre as matérias cuja competência lhe for atribuída pelo regimento interno e (ii) com relação a qualquer matéria, desde que solicitado por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros do Conselho de Administração; e
- autorizar as provisões contábeis da companhia, em valor igual ou superior a R\$14 milhões, mediante proposta da Diretoria. O limite financeiro estabelecido será corrigido, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, que, a partir de janeiro de 2015 encontra-se em R\$17.355.065,94.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizará após a eleição de seus membros, cabendo ao vice-presidente substituir o presidente em suas ausências ou impedimentos para exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na assembleia geral de acionistas em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso Estatuto Social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos Essenciais

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

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressaltadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs de ações preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da

Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs de ações ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs de Ações Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

Direitos de Resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

- criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nosso objeto social;
- proceder à incorporação de nossa companhia por outra companhia ou à fusão de nossa companhia;
- transferir a totalidade de nossas ações a outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia;
- aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- cisão da companhia;
- transformação da companhia em outro tipo societário;
- aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei Brasileira das Sociedades por Ações; ou
- na hipótese de a companhia resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa companhia não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembleia na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra, poderão exigir que nossa companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) (7) e (10) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão por ocasião da deliberação do acionista. O direito de retirada referido no item (8), por sua vez, só poderá ser exercido se a cisão resultar em: (a) mudança do objeto social, salvo quando o patrimônio cindido for vertido para sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente do objeto social da sociedade cindida; (b) redução do dividendo obrigatório; ou (c) participação em grupo de sociedades. Ressalte-se, ainda, que na hipótese do item (11), o direito de retirada se aplica a todos os acionistas da companhia, e não apenas àqueles que tenham sido dissidentes na respectiva assembleia geral. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, exceto: (a) no caso dos itens (1) e (2) supra, caso a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembleia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembleia geral extraordinária; ou (b) no caso do item (11) acima, hipótese em que o prazo de 30 dias deverá ser contado do fim do prazo de 120 dias para que a companhia resultante de incorporação, fusão ou cisão obtenha registro de companhia aberta e tenha suas ações negociadas no mercado secundário.

Nossa companhia fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei Nº 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembleia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembleia geral.

Direitos de Acionistas Não Controladores

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que sejam apontados atos violadores da legislação brasileira ou do Estatuto Social da companhia ou tenham sido violados ou haja fundada suspeita de graves irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de exigir que os administradores da companhia revelem:
 - (i) número dos valores mobiliários de emissão da companhia ou de sociedades controladas, ou do mesmo grupo, que tiver adquirido ou alienado, diretamente ou através de outras pessoas, no exercício anterior;
 - (ii) as opções de compra de ações que tiver contratado ou exercido no exercício anterior;
 - (iii) os benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenha recebido ou esteja recebendo da companhia e de sociedades coligadas, controladas ou do mesmo grupo;
 - (iv) as condições dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela companhia com os diretores e empregados de alto nível; e/ou
 - (v) quaisquer atos ou fatos relevantes nas atividades da companhia;
- direito de exigir o fornecimento, pelos membros do Conselho Fiscal, de informações sobre matérias de sua competência;
- 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 não controladores que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas não controladores), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe prejudicada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações preferenciais, tais como alterações nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização, poderão resultar no exercício de direitos de retirada pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na BM&FBovespa

O cancelamento de nosso registro como companhia aberta, deverá ser precedido por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria companhia para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e
- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: patrimônio líquido contábil, patrimônio líquido

avaliado a preço de mercado, fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, cotação de nossas ações no mercado de valores mobiliários ou com base em outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar da divulgação do valor da oferta pública, por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos à arbitragem se previsto no estatuto social da companhia. Atualmente, nosso Estatuto Social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, Veja a seção “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Controles Cambiais

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ações ordinárias de instituições não financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter pagamentos de dividendos e os recursos da venda de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento no Banco Central e na CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs de ações ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo II da Resolução CMN nº 4.373, de 29 de setembro de 2014, conforme alterada. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs de ações ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN nº 4.373 de 29 de setembro de 2014, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução CMN nº 4.373 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, 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 4.373 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito, ou sob custódia de entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 4.373 deverá ser efetuada de acordo com a regulamentação do Banco Central do Brasil ou da Comissão de Valores Mobiliários. Os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias que não tenham registrado seu investimento no Banco Central poderão ser adversamente impactados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de *depository receipts* em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs de ações preferenciais foram aprovadas nos termos da Resolução CMN nº 1.289, a qual foi revogada pela Resolução CMN 4.373, pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o

produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permutar tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permutar tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o titular deverá obter registro, nos termos da Resolução 4.373. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução nº 4.373 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 4.373, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja a seção “—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil”.

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subsequentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição de determinadas consequências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, “entidades de transferência” tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como parte de uma operação de *hedging*, operações de venda construtiva, transação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares americanos. Adicionalmente, o referido resumo não descreve quaisquer implicações no âmbito da lei estadual ou local norte-americana ou do imposto federal, do imposto sobre doações ou do imposto referente ao sistema de saúde na receita líquida de investimentos. Acionistas nos EUA devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais sobre esses assuntos.

O sumário baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo e a diferentes interpretações. Os adquirentes em potencial de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado³. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

1. Por meio do Decreto nº 8.003, de 15 de maio de 2013, foi promulgado o Acordo entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo dos Estados Unidos da América para o Intercâmbio de Informações Relativas a Tributos, firmado em Brasília, em 20 de março de 2007. O mencionado tratado determinou os procedimentos para trocas de informações fiscais entre as autoridades fiscais dos dois países signatários, mas não estabeleceu um tratamento tributário específico afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais consequências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às consequências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação de Dividendos - Os dividendos pagos por nossa companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos 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 retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio - A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. Estes juros estão limitados à variação *pro rata die* da Taxa de Juros de Longo Prazo do Governo Federal – TJLP, conforme apurado pelo Banco Central de tempos em tempos aplicada ao patrimônio líquido da Companhia e essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente, sendo que esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social sobre lucro líquido da companhia. O valor dessa dedução não pode superar o maior valor entre:

- 50% do lucro líquido (após a dedução da contribuição social sobre lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs de ações preferenciais referentes a ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias referentes a ações ordinárias) ficará sujeito à retenção de imposto na fonte à alíquota de 15%, ou 25% se o detentor não brasileiro é domiciliado em jurisdição que não exija imposto de renda ou na qual a alíquota máxima do imposto de renda seja inferior a 20%, ou ainda na qual a legislação local imponha restrições à divulgação da composição societária ou à propriedade de investimentos, ou um Detentor em Paraíso Fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei nº 11.727 em 24 de junho de 2008, e, posteriormente pela Lei nº 11.941, em 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de “regime fiscal privilegiado”, com relação a operações sujeitas ao preço de transferência e regras de capitalização estritas, o que é mais abrangente que o conceito de paraíso fiscal. Nos termos das novas leis, considera-se “regime fiscal privilegiado” aquele que apresentar uma ou mais das seguintes características: (1) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (2) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não residentes (a) sem exigência de realização de atividade econômica substantiva no país ou dependência, ou (b) condicionada ao não exercício de atividade econômica substantiva no país ou dependência; (3) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerada no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (4) não permita o acesso a informações relativas à composição societária, titularidade de bens ou direitos ou às operações econômicas realizadas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva aplicar-se apenas para fins de regras de preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também se aplicaria a outros tipos de operação, como investimentos conduzidos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil para os propósitos dessa lei.

Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996 e suas atualizações e, dessa forma, não podemos prever se a Receita Federal brasileira ou se os tribunais brasileiros poderão decidir que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva ser aplicável para considerar um não residente como um Residente em Paraíso Fiscal quando conduzir investimentos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil. Porém, caso o conceito de “regime fiscal privilegiado” seja interpretado como aplicável a transações conduzidas nos mercados financeiro e de capitais no Brasil, essa lei fiscal resultaria, portanto, na imposição de tributação a Detentores Não Brasileiros que se enquadrem nas exigências de regime fiscal privilegiado da mesma forma aplicável a um Residente em Paraíso Fiscal. Os investidores atuais e em potencial devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implantação da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996 e suas atualizações e de qualquer lei tributária brasileira relacionada ou regulamentação a respeito de “paraíso fiscal” ou “regimes tributários privilegiados”.

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

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado no Banco Central do Brasil.

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

Tributação de Ganhos – Nos termos da Lei nº 10.833/2003, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, tais como nossas ações, por um detentor não brasileiro, estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente da alienação ter ocorrido no Brasil ou no exterior e/ou se a alienação é realizada ou não para uma pessoa física ou entidade residente ou domiciliada no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Ganhos de capital auferidos por detentores não brasileiros na alienação de ações vendidas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas em mercado de balcão organizado):

- estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte à alíquota zero, se realizados por um detentor não brasileiro que (i) registrou seu investimento no Banco Central nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional do Brasil, ou CMN (Resolução nº 4.373, de 29 de setembro de 2014), ou um Detentor Registrado, e (ii) não é um Detentor em Paraíso Fiscal; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% com relação aos ganhos de capital auferidos por um detentor não brasileiro que não seja um Detentor Registrado ou Detentor de Paraíso Fiscal (incluindo detentores não brasileiros que se enquadrem aos termos da Lei nº 4.131/62) e ganhos de capital auferidos por Detentores em Paraíso Fiscal que sejam Detentores Registrados. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação das ações não realizada na bolsa de valores no Brasil:

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% quando efetivados por um detentor não brasileiro que não seja um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 25% quando efetivadas por um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não.

Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado, no Brasil, com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil — Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833/2003, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida é genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades

fiscais não estão vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a Permuta de ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias — apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não deveria estar sujeita à tributação no Brasil. Os detentores não brasileiros poderão trocar ADSs de ações preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a imposto de renda retido na fonte.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes às ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes às ADSs de ações ordinárias, os detentores não brasileiros também podem optar por registrar no Banco Central o valor de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução do CMN nº 4.373/2014, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima para “Tributação de Dividendos”.

Alternativamente, os detentores não brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção “Tributação de Ganhos”.

Ganhos sobre a Permuta de Ações Preferenciais por ADSs de Ações Preferenciais ou de Ações Ordinárias por ADSs de Ações Ordinárias – O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs de ações preferenciais ou de ações ordinárias por ADSs de ações ordinárias poderá ficar sujeito a imposto de renda no Brasil sobre ganhos de capital, caso o valor anteriormente registrado no Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ações ordinárias ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução do CMN nº 4.373/2014, o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial ou ações ordinárias em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume dessas ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido no dia do depósito; ou
- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio em bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das ações preferenciais ou ações ordinárias, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para Detentores em Paraísos Fiscais. Embora não haja uma clara instrução regulatória, essa tributação não deverá se aplicar a Detentores Não Residentes registrados nos termos da Resolução do CMN nº 4.373/2014, exceto Residentes em Paraíso Fiscal.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe Imposto sobre Operações de Câmbio, ou IOF/Câmbio, sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. A alíquota do IOF/Câmbio atualmente aplicável para quase todas as operações de câmbio é de 0,38%, embora outras alíquotas possam ser aplicáveis a determinadas operações, tais como:

- (i) liquidações de câmbio para entrada de recursos relacionados às operações realizadas no mercado de capitais e financeiro do Brasil por Detentor não Brasileiro: 0%;
- (ii) liquidações de operações de câmbio contratadas por investidor estrangeiro relativas a transferências do exterior de recursos para aplicação no País em renda variável realizada em bolsa de valores ou em bolsa de mercadorias e futuros nos termos da Resolução do CMN nº 4.373/2014: 0%;
- (iii) liquidações de operações de câmbio para fins de retorno de recursos aplicados por investidor estrangeiro nos mercados financeiro e de capitais descritos no itens (i) e (ii) acima: 0%;
- (iv) operações de câmbio referentes ao pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio relacionados aos investimentos descritos no item (i), (ii) e (iii) acima: 0%
- (v) à liquidação de operações de câmbio simultâneas referentes ao cancelamento de recibos depositários para transferência do investimento em ações negociadas na bolsa: 0%;
- (vi) a liquidação de operações de câmbio referentes a empréstimos estrangeiros com vencimento mínimo superior a 180 dias está sujeita à alíquota de IOF de 0%; e

- (vii) a liquidação de operações de câmbio referentes a empréstimos estrangeiros, sujeitos ao registro no Banco Central, contratados diretamente ou mediante a emissão de valores mobiliários no mercado internacional, com vencimento mínimo inferior a 180 dias está sujeita à alíquota de IOF de 6%.

Embora não haja uma clara instrução regulatória, a conversão de reais em dólares para pagamento de dividendos a detentores de ADSs também deverá se beneficiar do IOF/Câmbio à alíquota de 0%.

Não obstante as referidas alíquotas do IOF/Câmbio em vigor na presente data, o Ministro da Fazenda está autorizado por lei a elevar a alíquota do IOF/Câmbio até o máximo de 25% do valor da operação, mas exclusivamente em bases prospectivas.

Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários — A legislação brasileira impõe uma Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Títulos, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras.

O IOF/Títulos também poderá incidir sobre operações que envolvam ADSs de ações preferenciais ou ADS de ações ordinárias se foram consideradas ativos localizados no Brasil pelas autoridades fiscais brasileiras.

A alíquota de IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero. Além disso, nos termos do Decreto nº 8.165/2013, a partir de 24 de dezembro de 2013, fica reduzida a zero a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações que sejam admitidas à negociação em bolsa de valores no Brasil com o fim específico de lastrear a emissão de *depository receipts* – DR negociados no exterior.

O Ministério da Fazenda pode aumentar as alíquotas do IOF/Títulos para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

Outros Impostos Brasileiros — Alguns estados brasileiros impõem impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco tarifas ou impostos similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, Detentores Norte-Americanos de ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão. Consequentemente, a conversão de ADSs por ações ou a conversão de ações por ADSs não será, de modo geral, tributada para fins do imposto de renda dos Estados Unidos.

Tributação de Distribuições – Sujeito à discussão abaixo em “ – Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo”, as distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui o montante de qualquer tributação brasileira retidas em qualquer dessas distribuições. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subsequentemente, como ganho de capital. Conforme empregado abaixo, o termo “dividendo” significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. A Companhia não pretende atualmente manter o cálculo de seus ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Deste modo, contribuintes americanos devem esperar que todas as distribuições feitas em relação às ações ou ADSs irão geralmente ser tratadas como dividendos. Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos

(i) às ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou

(ii) às ações representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e,

em qualquer das hipóteses, não são passíveis da dedução por dividendos recebidos facultada à companhia. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais relativamente ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como relativamente às consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma “categoria de receita passiva” ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma “categoria geral de receita” para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros relativamente a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de “ações ordinárias” adicionais ou de direitos de preferência relativos a essas “ações ordinárias”, relativamente às suas ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de origem norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como “ações preferenciais” ou “ações ordinárias” para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como “ações ordinárias” para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Por outro lado. Se as ações forem tratadas como “ações preferenciais” uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição não rateada.

Receita de Dividendo Qualificada — Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam “receita de dividendo qualificada” atualmente poderão estar sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de “companhias estrangeiras qualificadas”. Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo “receita de dividendo qualificada” não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 121 dias com início na data que seja 60 dias anteriores à data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem ineligíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa companhia constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital — Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

Sujeito à discussão abaixo em “– Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo”, o ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação. Ganho ou perda reconhecido por um detentor norte-americano em tal venda, resgate ou outra alienação tributária geralmente será ganho ou perda de capital de longo prazo se, no momento da venda ou outra alienação tributável, as ações ou ADSs, conforme aplicável, tenham sido detidas por mais de um ano. Determinados detentores que não sejam pessoa jurídica (incluindo pessoas físicas) podem ser elegíveis para índices preferenciais de impostos de renda federais americanos em relação à ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para propósitos de imposto de renda federal americano. Ganhos realizados por detentor americano em uma venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Caso o imposto retido na fonte ou o imposto de renda brasileiro for exigido na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, conforme descrito em “—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil”, o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda, resgate ou alienação tributável antes da dedução do imposto retido na fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais e à alienação de ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias.

Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo – Certas regras federais americanas adversas de imposto de renda são geralmente aplicáveis a um indivíduo americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja americana, classificada como uma companhia de investimento estrangeiro passivo (a “PFIC”). No geral, uma companhia não americana será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal durante o qual, depois de aplicar as regras pertinentes em relação a renda e ativos de subsidiárias, (i) 75% ou mais da renda bruta das companhias não americanas seja “renda passiva”; ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não americana produza renda passiva ou seja mantido para a produção de renda passiva. Para estes fins, a renda passiva geralmente inclui, dentre outras coisas, dividendos, juros, alugueis, *royalties*, ganhos da alienação de passivos e ganhos de *commodities* e operações de valores mobiliários (exceto certos ganhos de negócios ativos da venda de *commodities*). Para determinar se uma companhia não americana é uma PFIC, uma porção pro rata da renda e ativos de cada companhia que ela possui, direta ou indiretamente, no mínimo 25% de juros (by value) é levado em consideração.

A Companhia não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda federal americano, pelo seu ano fiscal anterior e não espera ser uma PFIC em seu atual ano fiscal ou no futuro próximo. Entretanto, como o status de PFIC depende da composição da renda e ativos da companhia, o valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e a aplicação de regras que não são sempre claras, não há como assegurar que a Companhia não será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal.

Se a Companhia fosse classificada como PFIC, um detentor americano poderia estar sujeito a consequências fiscais materiais adversas, inclusive estar sujeito a grandes quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições de ações ou ADSs, assim como aumento nas obrigações de reportar. Detentores americanos devem consultar seu assessor fiscal sobre a possibilidade da Companhia ser classificada como PFIC e as consequências dessa classificação.

Tributos de Medicare sobre a Renda de Lucro Líquido – Um detentor americano que seja pessoa física, um patrimônio ou um *trust* (exceto um *trust* que esteja na categoria especial de *trusts* isentos de tal tributo) estará sujeito a 3.8% de tributação sobre o menor de (1) a “renda de investimento líquida do detentor americano” (caso seja pessoa física) ou “renda líquida de investimento não distribuída” (no caso de patrimônios e trusts) pelo ano fiscal relevante; e (2) o excesso de “renda bruta modificada e ajustada” (no caso de pessoa física) ou “renda bruta ajustada” (nos casos de patrimônios e trusts) para o exercício fiscal acima de certo limite (que no caso de pessoas físicas será entre \$125.000 e \$250.000 dependendo das circunstâncias do indivíduo). A receita líquida de um detentor americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e sua receita líquida da alienação de ações ou ADSs. Detentores americanos são indivíduos, patrimônios ou trusts devem consultar seus próprios assessores fiscais em relação à aplicabilidade de tributo Medicare em suas rendas e ganhos em respeito às ações ou ADSs.

Prestação de Informações e Retenção na Fonte — As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs e detentores norte-americanos deverão estar de acordo com os procedimentos de certificação aplicáveis para demonstrar que eles não estarão sujeitos a garantir retenções. Investidores que são pessoa física e não relatarem as informações necessárias podem ficar sujeitos a penalidades graves. Os investidores devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais com relação a esses requisitos. O valor de qualquer retenção na fonte sobre um pagamento a um detentor norte-americano será considerado como um crédito contra o imposto de renda federal dos EUA e pode qualificar o titular a um reembolso, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas oportunamente à Receita Federal dos EUA.

Adicionalmente, certos detentores norte-americanos podem ser requisitados a divulgar à Receita Federal dos EUA determinados ativos financeiros estrangeiros, incluindo ações de emissores estrangeiros que não sejam detidos em contas mantidas por uma instituição financeira, caso o valor agregado de tais ativos exceda determinados limites. Detentores norte-americanos que detenham ADSs por meio de contas de corretagem americanas não devem estar sujeitos a esta requisição de divulgação a respeito de seus investimentos em ADSs. Detentores norte-americanos devem consultar seus próprios assessores fiscais a respeito da aplicabilidade das regras de divulgação sobre ADSs ou ações.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa companhia paga dividendos sobre ações preferenciais nos valores e na forma estipulada no “– Item 8. Informações Financeiras — Política e Pagamento de Dividendos”. Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, ou o *Exchange Act*. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 Fifth Street, N.E., Sala 1580, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Nós possuímos apólices de seguro para cobertura de incêndio do imóvel onde se localiza a nossa sede, de risco operacional às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações causados por incêndio e riscos tais como falha de equipamentos. Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos à aeronave causados pelas aeronaves utilizadas em nossas operações.

Não possuímos seguro de responsabilidade civil geral para a cobertura de acidentes contra terceiros e não solicitamos propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro.

Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional.

Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa companhia e consequentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG - Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil.”

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro está em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída segundo as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias efetivar a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Stocche, Forbes, Padis, Filizzola, Clápis, Pássaro, Meyer e Refinetti Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com

fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil, na medida em que os tribunais brasileiros forem competentes. Uma sentença contra nossa companhia ou as pessoas descritas acima, obtida fora do Brasil e transitada em julgado está sujeita à homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil, sem reconsideração dos méritos. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida;
- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, ou após evidência suficiente da ausência das partes tiver sido obtida, conforme o descrito nas leis aplicáveis;
- não estiver sujeita a recurso;
- se referir a pagamento de quantia certa;
- for autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais ou às ADSs de ações ordinárias e às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito à ordem pública e à soberania nacional do Brasil, os tribunais brasileiros vão imputar responsabilidade civil em face da nossa companhia e nossos administradores nesses tipos de ações; e
- a capacidade de um exequente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Veja a seção “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Estimativas Críticas Contábeis”.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2014, aproximadamente 0,3% de nossa dívida em aberto, ou R\$39 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 0,2%, ou R\$25 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa companhia não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2015, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 25% e 50% do real contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas seria de aproximadamente R\$54 milhões e R\$65 milhões, respectivamente, referentes principalmente em razão do aumento da nossa despesa financeira denominada em reais. Em 2015, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar dos Estados Unidos acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$10 milhões e R\$17 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira com as datas de vencimento em 2014. Comparado a um cenário

provável, esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 25% e 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2014:

Portfólio do Endividamento Total

	R\$ (milhões)
Dólar dos Estados Unidos	
Financiamentos.....	24
Fornecedor (Itaipu).....	149
Menos derivativos contratados.....	-
	<u>173</u>
Outras moedas	
Financiamentos.....	15
Passivo Líquido exposto a risco cambial.....	<u>188</u>

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R\$ 13.509 milhões, dos quais aproximadamente R\$ 13.494 milhões estavam sujeitos a juros com taxas flutuantes do qual, R\$13,445 milhões estão sujeitos a juros atrelados a índices de inflação e à taxa SELIC, e R\$ 49 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos passivos líquidos de outros ativos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R\$ 11.595 milhões. Os ativos consistiam principalmente de caixa e equivalentes de caixa e valores mobiliários, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos bases na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2014 resultaria em uma perda potencial de R\$ 11,60 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	R\$ (milhões)
Dívida de taxa flutuante:	
Denominada em reais	13.469
Denominada em moeda estrangeira.....	25
	<u>13.494</u>
Dívida de taxa fixa:	
Denominada em moeda estrangeira.....	15
Total	<u>13.509</u>
	Total da Carteira
	Taxa flutuante
	(R\$ milhões)
Ativo:	
Caixa e equivalentes de caixa	887
Valores mobiliários	1.011
Fundos Vinculados	1
Total do ativo.....	<u>1.899</u>
Passivo:	
Financiamentos (Taxa Flutuante).....	(13.494)
Total do passivo.....	<u>(13.494)</u>
Total	<u>(11.595)</u>

Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações

American Depositary Shares

O Citibank, N.A. atua como depositário (“Depositário”) das nossas ADSs de ações ordinárias e ADSs de ações preferenciais. Os titulares de ADSs, qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante da titularidade das ADSs, e pessoas que efetuam depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados (conforme definidas nos Contratos de Depósito) são obrigadas a pagar ao Depositário certas taxas e correspondentes encargos, conforme identificados a seguir.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações ordinárias são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações ordinárias mediante depósito de ações ordinárias (sem incluir emissões em virtude de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo).	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ordinárias ou recebeu ADSs de ações ordinárias.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações ordinárias para fins de retirada de Valores Mobiliários Depositados ou pessoa a quem os Valores Mobiliários Depositados foram entregues.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (por exemplo, direitos de venda e outros direitos).	Até \$2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs de ações ordinárias nos termos dos (i) dividendos de ações ou outras distribuições livres de ações, ou (ii) exercício de direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais.	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de valores mobiliários, exceto ADSs de ações ordinárias ou direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais (por exemplo, ações de cisão).	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	\$1,50 por certificado de transferência.	Pessoa que apresenta o certificado de transferência.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações preferenciais são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações preferenciais mediante depósito de ações preferenciais (sem incluir emissões contempladas nos parágrafos (3)(b) e (5) abaixo).	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem os depósitos são feitos ou que recebeu ADSs de ações preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações preferenciais.	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações preferenciais ou efetuou retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendos em dinheiro ou (b) ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, na medida em que proibida pela Bolsa de Valores na qual as ADSs de ações preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

	especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até \$2,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs de ações preferenciais mediante exercício de direitos.	Até \$5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US\$3,04 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US\$1,30 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora

Não se aplica.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos

Não se aplica.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossos Diretores, incluindo nosso Diretor-Presidente, ou Presidente, e nosso Diretor de Finanças e Relações com Investidores, ou Diretor Financeiro, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação e concluíram que, em 31 de dezembro de 2014, esses controles e procedimentos foram eficazes para fornecer razoável certeza de que as informações constantes em nossos arquivos e registros a serem divulgadas nos termos do *Exchange Act* são (i) registradas, processadas, sumarizadas e reportadas nos períodos determinados pelas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive para o nosso Presidente e para o nosso Diretor Financeiro, de forma adequada, a fim de permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros

Nossa diretoria, inclusive nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável pelo estabelecimento e manutenção do sistema de controles internos sobre a divulgação dos relatórios financeiros.

Nossos controles internos sobre a divulgação dos relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos que foram implementados para fornecer segurança razoável em relação (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) à preparação de registros contábeis de acordo com as IFRS; (iii) ao processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com a autorização da administração; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas e da alienação ou distribuição de ativos materiais. Ressaltamos que, devido às suas limitações inerentes, existe a possibilidade de que essas atividades possam não prevenir ou detectar falhas. Adicionalmente, projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre a divulgação dos relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas aos riscos de que os controles possam se tornar inadequados em função de mudanças nas condições em que operam, ou de não detectarem inconformidades com as políticas e procedimentos estabelecidos.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014, baseada nos critérios estabelecidos na estrutura de controles internos integrados emitida pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, ou COSO (2013). O escopo dessa avaliação incluiu todas as nossas operações relevantes, exceto pela subsidiária Gasmig, que foi adquirida em outubro de 2014. Esta exclusão está de acordo com a orientação geral da SEC, segundo a qual uma empresa recém-adquirida pode ser omitida do escopo de avaliação no ano de aquisição. A Gasmig representou 7,3% dos ativos totais e 3,4% do lucro líquido das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia

para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014. A nossa administração concluiu que, para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, nosso sistema de controles internos sobre a divulgação dos relatórios financeiros era efetivo.

A firma de auditores independentes que auditou as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditou a eficácia dos controles internos sobre a divulgação dos relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2014 e emitiu um relatório, incluído a seguir.

O Comitê de Ética

Nosso Comitê de Ética foi estabelecido em 12 de agosto de 2004 e é formado por três membros permanentes e três membros suplentes. É responsável pela gestão, divulgação e atualização da Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional. Este Comitê recebe e investiga todos os relatos de violação dos princípios éticos e padrões de conduta.

Em dezembro de 2006, implementamos o Canal de Denúncia Anônima, disponível em nossa intranet. O propósito deste portal é receber, de forma anônima ou identificada, reclamações ou denúncias de práticas irregulares, como fraude financeira, apropriação indevida de ativos, recebimento de vantagens indevidas, e a realização de contratos ilegais. Esse canal visa uma melhoria na transparência, na correção de comportamentos antiéticos ou ilegais e na governança corporativa, assim como ser um instrumento que atende os requisitos da Lei Sarbanes-Oxley. Reclamações e dúvidas também podem ser enviadas à CEMIG, Av. Barbacena 1200, S.A.-19º andar/A1, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil ou ao e-mail comissaodeetica@cemig.com.br.

(c) Relatório dos Auditores Independentes

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

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

Examinamos o controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas (“Companhia”) em 31 de dezembro de 2014, com base nos critérios estabelecidos pelo Controle Interno – Estrutura Integrada (2013) emitido pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway – COSO. Conforme descrito no Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros, a Administração excluiu da sua apreciação o controle interno sobre os relatórios financeiros na Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG, que foi adquirida em 30 de setembro de 2014 e cujas demonstrações financeiras constituem 12,6% e 7,3% dos ativos líquidos e ativos totais, respectivamente, 1,7% das receitas, e de 3,4% do lucro líquido dos valores registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014. Portanto, a nossa auditoria não incluiu os controles internos sobre os relatórios financeiros da Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG. A administração da Companhia é responsável por manter um controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros e pela avaliação da eficácia desse controle, incluído no Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros anexo. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre os controles internos sobre a elaboração de relatórios financeiros com base em nossa auditoria.

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas do PCAOB - Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas Abertas (Estados Unidos). De acordo com essas normas, a finalidade do planejamento e da realização da auditoria é obter segurança razoável sobre a manutenção do controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros em todos os aspectos relevantes. Nosso exame consistiu em obter um entendimento dos controles internos sobre a preparação das informações financeiras, avaliar os riscos de deficiências relevantes, e testar e avaliar o desenho e a eficácia operacional dos controles internos com base no risco avaliado e realizar outros procedimentos considerados necessários nas circunstâncias. Acreditamos que a nossa auditoria é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

O controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia é um processo elaborado pelo(s), ou sob a supervisão do(s), principal executivo e principais diretores financeiros da Companhia, ou pessoas que desempenham funções similares, e efetivado pelo Conselho de Administração, pela administração e por outros funcionários para oferecer segurança razoável sobre a confiabilidade dos relatórios financeiros e da elaboração das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. O controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia inclui as políticas e procedimentos que (1) referem-se à manutenção de registros que, em detalhe razoável, reflitam adequadamente as transações e alienação dos ativos da Companhia; (2) forneçam segurança razoável de que as transações estão registradas de forma necessária para permitir a elaboração de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo realizados somente com a autorização da

administração e dos conselheiros da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável sobre a prevenção ou identificação em tempo hábil da aquisição, utilização ou alienação não autorizada dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

Devido às limitações inerentes ao controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros, incluindo a possibilidade de conluio ou desconsideração de controles por parte da administração, as distorções relevantes causadas por erro ou fraude podem não ser evitadas ou identificadas em tempo hábil. Além disso, as projeções de qualquer avaliação acerca da eficácia do controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros de períodos futuros estão sujeitas ao risco de os controles tornarem-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou de que o grau de cumprimento de políticas ou procedimentos se deteriore.

Em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos relevantes, controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014, com base nos critérios estabelecidos nos critérios estabelecidos pelo Controle Interno - Estrutura Integrada (2013) emitido pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway- COSO.

Examinamos, também, de acordo com as normas do PCAOB - Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas de Capital Aberto (Estados Unidos), as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia em e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, para as quais emitimos relatório sem ressalvas, datado de 10 de abril de 2014, contendo ênfases relacionadas a: (i) a Usina Hidrelétrica Jaguara (“UHE Jaguara”) e Usina Hidrelétrica São Simão (“UHE São Simão”) cujos contratos de concessão tiveram seus vencimentos em agosto de 2013 e janeiro de 2015 respectivamente; e (ii) contratos de concessão de distribuição com vencimentos determinados para fevereiro de 2016.

/s/ Deloitte Touche Tohmatsu
Auditores Independentes

Belo Horizonte, MG, Brasil
10 de abril de 2015

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve mudança em nosso sistema de controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano finalizado em 31 de dezembro de 2014 que afetasse de forma material, ou que provavelmente afetaria de forma material, nosso controle interno sobre a divulgação dos relatórios financeiros.

Em outubro de 2014, a Companhia concluiu a aquisição de sua subsidiária Gasmig e está em processo de revisão da estrutura de controle interno desta empresa e, se necessário, fará as alterações apropriadas, uma vez que a Gasmig é parte do escopo de avaliação dos controles internos da Companhia sobre o processo de divulgação dos relatórios financeiros.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas na Bolsa de Nova Iorque, emissores não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado, formado por membros independentes, se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, que requeiram ou permitam, expressamente, que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta seção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs. Bruno Gonçalves Siqueira e Ari Barcelos da Silva.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Exchange Act*. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças e Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros, membros do Conselho Fiscal e demais diretores e empregados. Nosso código de ética foi arquivado junto à SEC, como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, e também está disponível em nosso *site* www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças e Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos à qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de 5 dias úteis, contados da alteração ou dispensa, no mesmo endereço eletrônico.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela abaixo reflete os valores totais cobrados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes durante os exercícios sociais encerrados em 31 de Dezembro de 2014, 2013 e 2012.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de,		
	2014	2013	2012
	(em milhares de R\$)		
Honorários de auditoria	1.489	1.444	1.018
Serviços adicionais:			
Revisão de DIPJ e das provisões trimestrais de IR e CSSL	74	70	28
Auditoria de Ativos e Passivos Regulatórios	14	13	7
Total de Honorários	1.577	1.527	1.053

Os honorários de auditoria – As despesas de auditoria na tabela acima são os honorários totais faturados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em 2014, 2013 e 2012, pelos serviços de auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as normas internacionais IFRS emitidas pela IASB e pela revisão de nossas demonstrações contábeis intermediárias, incluindo a avaliação de controles internos – SOX. Do montante de R\$1.053 mil pagos em 2012, R\$286 mil foram pagos à KPMG, referentes a honorários de serviços prestados, no primeiro trimestre de 2012. A partir do primeiro trimestre de 2012 nossos auditores passaram a ser a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

Revisão de DIPJ e das provisões trimestrais de IR e CSSL – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Auditoria de Ativos e Passivos Regulatórios - Os honorários por serviços relacionados a auditoria são honorários referentes às exigências regulatórias.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza, a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem de comitês de auditoria, contida na Regra 10A-3(c)(3) do *Exchange Act*. Possuímos um Conselho Fiscal que realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Conselho Fiscal seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Conselho Fiscal não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Conselho Fiscal em relação à nossa administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Conselho Fiscal de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente

Não aplicável

Item 16G. Governança Corporativa

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa companhia fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE. O quadro a seguir resume essas diferenças.

Artigo	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Nos termos do Artigo 303A das normas da New York Stock Exchange, “companhia controlada” é considerada como uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG são detidos pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada como uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG.
303A.03	Os conselheiros não encarregados de administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.
303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança corporativa designado composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não está obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que deem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, que permite emissores não norte-americanos a não terem um Comitê de Auditoria. Nosso Conselho Fiscal exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido no direito brasileiro. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o Estatuto Social.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de	Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de

remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.

planos de remuneração em ações.

303A.09 A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem certas matérias especificadas mínimas

A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados.

Adicionalmente, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos Internos de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.

303A.12 Cada Diretor-Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE, a cada exercício, de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa listados pela NYSE

O Diretor-Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Informações sobre segurança minerária

Não aplicável

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-102 do presente relatório anual.

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

- Parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013;
- Demonstrações da Situação Financeira Consolidadas Auditadas de 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013;
- Demonstrações do Resultado Consolidado e Demonstrações do Lucro Abrangente Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012;
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Item 19. Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 03 de junho de 2014.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário L6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).
2.5	Resumo da 5ª emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, emitida em 10 de dezembro de 2014 pela Cemig Geração e Transmissão S.A..
2.6	Resumo da 5ª emissão de Notas Promissórias, em série única, emitida em 27 de junho de 2014 pela Cemig Geração e Transmissão S.A..
2.7	Resumo da 8ª emissão de Notas Promissórias, em série única, emitida em 1º de abril de 2015 pela Cemig Distribuição S.A..
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.3	Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.4	Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.6	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.7	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado

em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

- 4.8 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão, a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A., em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.21 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

- 4.22 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., a Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.23 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada de 3 de março de 2010, firmada entre Cemig Geração e Transmissão e BB – Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23. do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Protocolo nº 1.15224)).
- 4.24 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datada de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.25 Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light S.A. e Renova Energia S.A., datada de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.26 Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datada de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.27 Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado de 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.28 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.29 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária firmada entre Cemig Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.30 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig Distribuição S.A., datado de 19 de março de 2012..
- 4.31 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A., datado de 12 de março de 2012
- 4.32 Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a Cemig, Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., datado de 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.33 Resumo do Contrato de Compra de Ações entre Cemig Capim Branco Energia S.A., Suzano Papel e Celulose S.A., e Suzano Holding S.A., internening by Comercial Agrícola Paineiras LTDA (“Paineiras”) e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA (“Epícares”), em 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.34 Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a Cemig, datado de 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.35 Sumário do Contrato de Compra e Venda, firmado entre CEMIG e Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) datado de 21 de Julho de 2014 referente à aquisição de 40% da participação societária detida pela Gaspetro, subsidiária da Petrobrás, na Gasmig (Companhia de Gás de Minas Gerais).
- 8 Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F

arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).

- 11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).
- 12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 12.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 13.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.

ASSINATURAS

O registrante abaixo certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no formato 20-F e que foi dirigente e autorizou o responsável abaixo a assinar esse relatório em seu nome.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS
GERAIS-CEMIG

Por: /s/ Mauro Borges Lemos

Nome: Mauro Borges Lemos

Título: Diretor Presidente

Data: 29 de Abril de 2015

Índice de Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 3 de junho de 2014.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário L6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).
2.5	Resumo da 5ª emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, emitida em 10 de dezembro de 2014 pela Cemig Geração e Transmissão S.A..
2.6	Resumo da 5ª emissão de Notas Promissórias, em série única, emitida em 27 de junho de 2014 pela Cemig Geração e Transmissão S.A..
2.7	Resumo da 8ª emissão de Notas Promissórias, em série única, emitida em 1º de abril de 2015 pela Cemig Distribuição S.A..
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.3	Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.4	Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.6	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.7	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

- 4.8 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).
- 4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão, a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
- 4.21 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.22 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a

- Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., a Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.23 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada de 3 de março de 2010, firmada entre Cemig Geração e Transmissão e BB – Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23. do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Protocolo nº 1.15224)).
- 4.24 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datada de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.25 Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light S.A. e Renova Energia S.A., datada de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.26 Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datada de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.27 Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado de 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.28 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.29 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária firmada entre Cemig Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
- 4.30 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig Distribuição S.A., datado de 19 de março de 2012..
- 4.31 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A., datado de 12 de março de 2012
- 4.32 Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a Cemig, Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A, datado de 17 de maio de 2012.
- 4.33 Resumo do Contrato de Compra de Ações entre Cemig Capim Branco Energia S.A., Suzano Papel e Celulose S.A., e Suzano Holding S.A., internening by Comercial Agrícola Paineiras LTDA (“Paineiras”) e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA (“Epícares”), em 12 de março de 2013.
- 4.34 Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a Cemig, datado de 22 de novembro de 2012.
- 4.35 Sumário do Contrato de Compra e Venda, firmado entre CEMIG e Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) datado de 21 de Julho de 2014 referente à aquisição de 40% da participação societária detida pela Gaspetro, subsidiária da Petrobrás, na Gasmig (Companhia de Gás de Minas Gerais).
- 8 Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).
- 11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).

- 12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 12.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 13.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de Abril de 2014.

CERTIFICAÇÃO

Eu, Mauro Borges Lemos, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;
2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras consolidadas e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;
4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a15(e) e 15d15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a15(f) e 15d15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:
 - a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;
 - b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e
 - d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras;
5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras nos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):
 - a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e
 - b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Por: /(ass): Mauro Borges Lemos _____

Nome: Mauro Borges Lemos

Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2015

CERTIFICAÇÃO

Eu, Fabiano Maia Pereira , certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;
2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras consolidadas e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;
4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a15(e) e 15d15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a15(f) e 15d15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:
 - a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;
 - b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e
 - d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras.
5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras aos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):
 - a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e
 - b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Por: (ass): Fabiano Maia Pereira

Nome: Fabiano Maia Pereira

Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 29 de abril de 2015

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Djalma Bastos de Moraes, Diretor-Presidente da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: (ass): Mauro Borges Lemos

Nome: Mauro Borges Lemos

Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2015

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Luiz Fernando Rolla, Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: (ass): Fabiano Maia Pereira

Nome: Fabiano Maia Pereira

Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 29 de abril de 2015