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

FORMULÁRIO 20-F

☐ **DECLARAÇÃO DE REGISTRO CONFORME A SEÇÃO 12(b) OU (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☒ **RELATÓRIO ANUAL CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2018

ou

☐ **RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

ou

☐ **RELATÓRIO DA *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

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

Número de Registro na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Razão Social do requerente conforme especificado no seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

BRASIL
(Jurisdição de constituição ou organização)

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

(Endereço da sede)

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe:	Código (s) na Bolsa	Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:
Ações Preferenciais, valor nominal de R$ 5,00	CIG	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal		Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Ordinárias, valor nominal de R$ 5,00		Bolsa de Valores de Nova Iorque*
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	CIG.C	Bolsa de Valores de Nova Iorque

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados, de acordo com a Seção 12(g) da Lei:
Nenhum

Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com a Seção 15(d) da Lei:
Nenhum

A quantidade de ações emitidas e em circulação de cada classe de ações da CEMIG em 31 de dezembro de 2017 era:

487.614.213 Ações Ordinárias
971.138.388 Ações Preferenciais

Assinalar com um √ se o requerente é um reconhecido emissor sazonal, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários. Sim ☒ Não ☐

Se este relatório for um relatório anual ou provisório, assinalar com √ se o requerente não está obrigado a protocolar relatórios, de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934. Sim ☐ Não ☒

Assinalar com um √ se o requerente (1) protocolou todos os relatórios exigidos de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou para tal período menor em que o requerente estava obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) estava sujeito a tais exigências de protocolo nos últimos 90 dias. Sim ☒ Não ☐

Assinalar com um √ se o requerente do registro apresentou eletronicamente todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser apresentados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses antecedentes (ou para um período mais curto em que o requerente do registro teve que apresentar tais arquivos). Sim ☒ Não ☐

Assinalar com um √ se o requerente é um requerente de processo acelerado de grande porte (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated filer*), ou requerente de processo não acelerado (*non-accelerated filer*). Ver definição de "accelerated filer e "large accelerated filer" na Regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários. (Marcar apenas um):

Large accelerated filer ☒ Accelerated filer ☐
Non accelerated filer ☐ Empresas Emergentes em Crescimento ☐

Na hipótese de ser uma empresa emergente em crescimento, que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com a norma U.S. GAAP, assinale se o requerente optou por não utilizar o período de transição estendido para cumprir quaisquer normas contábeis novas ou revisadas fornecidas de acordo com a Seção 13(a) da Lei de Mercado de Capitais.

O termo "norma de contabilidade financeira nova ou revisada" refere-se a qualquer atualização publicada pelo Conselho de Normas de Contabilidade Financeira ("FASB") para a Codificação de Normas de Contabilidade ("ASC") depois de 5 de abril de 2012.

Assinalar com √ qual a norma contábil que o requerente usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP ☐ Normas Internacionais de Apresentação de Relatórios Financeiros ("IFRS") emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais ("IASB") ☒ Outro ☐

Se "Outro" tiver sido assinalado em resposta à pergunta anterior, assinalar com √ qual o item na demonstração financeira que o requerente optou por adotar. Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, assinalar com X se o requerente é uma shell company (conforme definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais) Sim ☐ Não ☒

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de American Depositary Shares ("ADS"), conforme os requisitos da Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.

ÍNDICE

PARTE I

Item 1.	Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores	8
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	8
Item 3.	Informações Relevantes	8
Item 4.	Informações sobre a Companhia	40
Item 4A.	Comentários Não Resolvidos da Equipe	101
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	101
Item 6.	Conselheiros, Diretores e Funcionários	141
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	152
Item 8.	Informações Financeiras	188
Item 9.	Oferta e Listagem	200
Item 10.	Informações Adicionais	168
Item 11.	Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado	187
Item 12.	Descrição de Outros Títulos de Participação	189

PARTE II

Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora	191
Item 14.	Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários	191
Item 15.	Controles e Procedimentos	191
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	195
Item 16B.	Código de Ética	195
Item 16C.	Principais Honorários e Serviços dos Auditores	195
Item 16D.	Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria	196
Item 16E.	Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados	196
Item 16F.	Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente	196
Item 16G.	Governança Corporativa	196
Item 16H.	Informações sobre Segurança Minerária	198
Item 17.	Demonstrações Financeiras	198
Item 18.	Demonstrações Financeiras	198
Item 19.	Anexos	199

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$" dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente oficial do Brasil, ao passo que as referências a "dólares norte-americanos", "dólares" ou "US$" 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 ("IFRS"), emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade ("IASB"). Para fins do presente relatório anual, elaboramos o balanço patrimonial consolidado referentes aos dias 31 de dezembro de 2018 e de 2017, e a correspondente demonstração do resultado e lucro abrangente, variações nos fluxos de caixa e no capital acionário relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, de 2017 e de 2016, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB.

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ("EY") auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2018 e 2017. A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes ("Deloitte Touche Tohmatsu") auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016. As demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. em e referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016 e da Norte Energia S.A. em e referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes e os seus relatórios relacionados a essas demonstrações financeiras foram apresentados à EY e à Deloitte Touche Tohmatsu e são a única base para o parecer da EY e da Deloitte Touche Tohmatsu sobre as demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. e da Norte Energia S.A. A Madeira Energia S.A. e a Norte Energia S.A. são investimentos da Companhia contabilizados usando-se o método de equivalência patrimonial.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares norte-americanos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares norte-americanos foram convertidos a partir de *reais* à taxa de câmbio de R$ 3,8804 para US$ 1, certificada, para fins alfandegários, pelo Banco Central dos EUA, em 31 de dezembro de 2018. Veja o "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares norte-americanos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares norte-americanos, à taxa acima indicada ou a 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 findo em 31 de dezembro de 2018 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

Certos termos são definidos a partir 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 às 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 nossas "American Depositary Receipts de Ações Preferenciais", ou ADRs de Ações Preferenciais; os "American Depositary Receipts de Ações Ordinárias", ou ADRs de Ações Ordinárias, são aqui mencionados, coletivamente, como "ADRs".

As ADSs de Ações Preferenciais são evidenciadas por ADRs de 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 de 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 determinadas 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 essas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Essas 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 ("Minas Gerais"), no Estado do Rio de Janeiro, ("Rio de Janeiro"), bem como em outros estados do Brasil;
- inflação e variações no câmbio e na taxa de juros;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia, ao uso de energia, à concorrência em nossa área de concessão e a outras questões;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal do Brasil, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- andamento de investigações anticorrupção de alto nível no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro e planos de financiamento;
- nosso nível, ou perfil de vencimento, do endividamento;
- probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- nossos planos de investimentos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de implementar nosso programa de desinvestimento;
- falha ou ataques à nossa infraestrutura operacional e de segurança ou sistemas;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente de não as renovar;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia pelo cliente;
- condições competitivas nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil, especialmente em Minas Gerais e no Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento das nossas centrais de geração hidrelétrica;
- 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 seus planos quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia 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 podem:

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

As palavras "acredita," "poderá," "poderia," "irá," "planeja," "estima," "continua," "prevê," "solicita," "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 como descritas. Nossos resultados e desempenho atuais podem 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

A partir de 1º de janeiro de 2018, tornou-se obrigatório adotarmos a norma IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e a IFRS 15 – Receita de contratos com clientes. Não nos é obrigatório aplicar retrospectivamente a norma IFRS 9 e a IFRS 15 a quaisquer períodos anteriores a 1º de janeiro de 2018. A norma IFRS 9 introduziu alterações na mensuração e na classificação de instrumentos financeiros, bem como modificações no método de cálculo do *impairment* de instrumentos financeiros. A norma IFRS 15 estabeleceu um novo método para reconhecimento da receita de contratos com clientes, aplicando uma análise em cinco etapas, incluindo a identificação de contrato, identificação de obrigação de desempenho, determinação de preço de transação, alocação de preço de transação e reconhecimento de receita. Nossas demonstrações financeiras em e referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 refletem a adoção da norma IFRS 9 e da norma IFRS 15. Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações financeiras a partir dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016, 2015 e 2014 para a adoção das normas IFRS 9 e IFRS 15. Consequentemente, nossas demonstrações financeiras em e referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e nossas demonstrações financeiras para os períodos comparativos não são diretamente comparáveis no que se refere a tais normas. Para obter mais informações sobre a adoção das IFRS 9 e IFRS 15 e seus efeitos em nossas demonstrações financeiras, favor consultar a nota 2.4 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, incluída no "Item 18. Demonstrações Financeiras."

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas preparadas de acordo com a IFRS nas datas e para cada um dos períodos indicados. 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 consolidadas selecionadas de 31 de dezembro de 2018 e de 2017, e referentes a cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, de 2017 e de 2016, preparadas de acordo com a 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 norte-americanos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares norte-americanos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R$ 3,8804 por US$ 1, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2018. No passado, o real sofreu alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares norte-americanos podem ou poderiam ser convertidos em reais, ou que os reais podem ou poderiam ser convertidos em dólares norte-americanos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. As informações financeiras consolidadas selecionadas em 31 de dezembro de 2016, de 2015 e de 2014 e para cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas não incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F.

Demonstração Consolidada do Resultado

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2018	2018 (4)	2017	2016	2015	2014
	(em milhões de US$) (1)	(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
Receita Operacional Líquida						
Vendas de energia para clientes finais	5.639	21.882	20.438	20.458	20.319	14.922
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	771	2.990	3.263	2.972	2.207	2.310

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2018	2018 (4)	2017	2016	2015	2014
	(em milhões de US$) (1)	(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A), e de Outros Componentes Financeiros	508	1.973	988	(1.455)	1.704	1.107
Receita de uso da rede de distribuição de energia (TUSD)	527	2.045	1.611	1.705	1.465	855
Receita de concessão de transmissão	106	411	371	312	261	557
Receita de indenização de transmissão	64	250	373	751	101	420
Receita de indenização de geração	14	55	272	—	—	—
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	-	-	9	8	576	55
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	83	321	317	300	—	—
Receita de construção	231	898	1.119	1.193	1.252	941
Transações de energia na CCEE	56	217	860	161	2.425	2.348
Fornecimento de gás	514	1.995	1.759	1.444	1.667	422
Multa por violação do serviço indicador de continuidade	(11)	(44)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	408	1.585	1.483	1.421	1.440	1.284
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(3.173)	(12.312)	(11.151)	(10.497)	(11.549)	(5.626)
Total das receitas operacionais líquidas	**5.738**	**22.266**	**21.712**	**18.773**	**21.868**	**19.595**
Custos e despesas operacionais						
Energia comprada para revenda	(2.856)	(11.084)	(10.919)	(8.273)	(9.542)	(7.428)
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(381)	(1.479)	(1.174)	(947)	(999)	(744)
Depreciação e amortização	(215)	(835)	(850)	(834)	(835)	(801)
Pessoal	(363)	(1.410)	(1.627)	(1.643)	(1.435)	(1.252)
Gás comprado para revenda	(319)	(1.238)	(1.071)	(877)	(1.051)	(254)
Serviços terceirizados	(280)	(1.087)	(974)	(867)	(899)	(953)
Obrigações pós-emprego	(87)	(337)	229	(345)	(156)	(212)
Materiais	(27)	(104)	(61)	(58)	(154)	(381)
Provisões operacionais, líquidas	(120)	(467)	(854)	(704)	(1.402)	(581)
Participação dos funcionários e administradores nos lucros	(20)	(77)	(5)	(7)	(137)	(249)
Custos de construção de infraestrutura	(231)	(897)	(1.119)	(1.193)	(1.252)	(942)
Outras despesas operacionais, líquidas	(105)	(405)	(393)	(155)	(426)	(651)
Total das despesas e custos operacionais	**(5.004)**	**(19.420)**	**(18.818)**	**(15.903)**	**(18.288)**	**(14.448)**
Participação no lucro (prejuízo), líquido, de associadas e joint ventures	(27)	(104)	(252)	(302)	393	210
Resultado com aquisição de negócios	—	—	—	—	—	281
Remensuração de participação detida anteriormente em subsidiárias adquiridas	(31)	(119)	—	—	—	
Perda por redução ao valor recuperável em investimentos	(33)	(127)	—	(763)	—	—
Receita de valor justo em operação acionária	—	—	—	—	729	—
Resultado operacional antes do resultado financeiro e impostos	**643**	**2.496**	**2.642**	**1.805**	**4.702**	**5.638**
Receita (despesas) financeira, líquida	(133)	(518)	(996)	(1.437)	(1.340)	(1.159)
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL)	**509**	**1.978**	**1.646**	**368**	**3.362**	**4.479**
Despesa de Imposto de Renda	(154)	(599)	(644)	(34)	(893)	(1.342)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade	**355**	**1.379**	**1.002**	**334**	**2.469**	**3.137**

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2018	2018 (4)	2017	2016	2015	2014
	(em milhões de US$) (1)	(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
Lucro líquido após impostos proveniente de operações descontinuadas	83	322	-	-	-	-
Lucro líquido antes de participação de acionista não controlador	**438**	**1.700**	**1.002**	**334**	**2.469**	**3.137**
Participação de acionista não controlador						
Participação de acionista não controlador proveniente de operações em continuidade	-	1	-	-	-	-
Participações de não controladores proveniente de operações descontinuadas	10	41	-	-	-	-
Lucro líquido	**448**	**1.742**	**1.002**	**334**	**2.469**	**3.137**
Outro lucro (prejuízo) abrangente	(119)	(463)	(302)	(553)	(307)	(41)
Resultado abrangente	**329**	**1.279**	**700**	**(219)**	**2.162**	**3.096**
Lucro básico:						
Por ação ordinária	0,30	1,17	0,37	0,10	1,96	2,49
Por ação preferencial	0,30	1,17	0,84	0,35	1,96	2,49
Por ADS de ação ordinária	0,30	1,17	0,37	0,10	1,96	2,49
Por ADS de ação preferencial	0,30	1,17	0,84	0,35	1,96	2,49
Lucro diluído:						
Por ação ordinária	0,30	1,17	0,37	0,07	1,96	2,49
Por ação preferencial	0,30	1,17	0,84	0,32	1,96	2,49
Por ADS de ação ordinária	0,30	1,17	0,37	0,07	1,96	2,49
Por ADS de ação preferencial	0,30	1,17	0,84	0,32	1,96	2,49

Dados do Balanço Patrimonial

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2018	2018 (4)	2017	2016	2015	2014
	(em milhões de US$) (1)	(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
Ativo						
Ativos classificados como mantidos para venda	5.011	19.446	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	2.152	8.350	8.537	8.285	9.377	6.554
Total do ativo circulante	**7.163**	**27.796**	**8.537**	**8.285**	**9.377**	**6.554**
Ativo imobilizado, líquido	686	2.662	2.762	3.775	3.940	5.544
Ativo intangível	2.777	10.777	11.156	10.820	10.275	3.379
Ativos financeiros da concessão	1.270	4.927	6.605	4.971	2.660	7.475
Outros ativos	3.529	13.693	13.180	14.185	14.605	12.048
Total do ativo	**15.425**	**59.855**	**42.240**	**42.036**	**40.857**	**35.000**
Passivo						
Financiamentos e debêntures circulantes	566	2.198	2.371	4.837	6.300	5.291
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	4.193	16.272	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	1.269	4.924	6.292	6.610	6.774	4.832
Total passivo circulante	**6.028**	**23.394**	**8.663**	**11.447**	**13.074**	**10.123**
Financiamentos e debêntures não circulantes	3.240	12.574	12.027	10.342	8.866	8.218
Obrigações pós-emprego não circulantes	1.220	4.736	3.954	4.043	3.086	2.478
Outros passivos não circulantes	829	3.212	3.266	3.270	2.843	2.896
Total do passivo de longo prazo	**5.289**	**20.522**	**19.247**	**17.655**	**14.795**	**13.592**
Capital social	1.880	7.294	6.294	6.294	6.294	6.294
Reserva de capital	580	2.250	1.925	1.925	1.925	1.925

Reserva de lucros	1.640	6.362	5.729	5.200	4.663	2.594
Ajustes de avaliação patrimonial	(342)	(1.327)	(837)	(489)	102	468
Subscrição de ações a capitalizar	-	-	1.215	-	-	-
Patrimônio atribuível a participações não controladoras	350	1.360	4	4	4	4
Total do patrimônio líquido	**4.108**	**15.939**	**14.330**	**12.934**	**12.988**	**11.285**
Total do passivo e capital social	**15.425**	**59.855**	**42.240**	**42.036**	**40.857**	**35.000**

Outros dados:

	2018	2017	2016	2015	2014
Principais ações em circulação:					
Ordinárias (3)	487.614.144	487.614.144	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3)	970.577.739	970.577.739	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação					
Ordinárias	R$ 0,59	R$ 0,03	—	R$ 0,50	R$ 0,63
Preferenciais	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ADS ordinária	R$ 0,59	R$ 0,03	—	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ADS preferencial	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ação (2)					
Ordinárias	US$ 0,15	US$ 0,01	—	US$ 0,13	US$ 0,24
Preferenciais	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13	US$ 0,24
Dividendos por ADS (2) ordinária	US$ 0,15	US$ 0,01	—	US$ 0,13	US$ 0,24
Dividendos por ADS (2) preferencial	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13	US$ 0,24
Ações em circulação – diluídas:					
Ordinárias (3)	487.614.144	487.614.144	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3)	970.577.739	970.577.739	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação diluída					
Ordinárias	R$ 0,59	R$ 0,03	—	R$ 0,50	R$ 0,63
Preferenciais	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ADS diluída - Ordinária	R$ 0,59	R$ 0,03	—	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ADS diluída - Preferencial	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63
Dividendos por ação diluída (2)					
Ordinárias	US$ 0,15	US$ 0,01	—	US$ 0,13	US$ 0,24
Preferenciais	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13	US$ 0,24
Dividendos por ADS diluída ordinária (2)	US$ 0,15	US$ 0,01	—	US$ 0,13	US$ 0,24
Dividendos por ADS diluída - Preferencial (2)	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13	US$ 0,24

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$ 1 para R$ 3,8804, de 31 de dezembro de 2018. Veja "– Taxas de Câmbio".
(2) Esta informação é apresentada em dólares norte-americanos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.
(3) Referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, foram incluídas novas ações emitidas através de aumento de capital. Veja a seção "Item 4. Informações sobre a Companhia".
(4) Em 31 de dezembro de 2018, adotamos a norma IFRS 9 e a IFRS 15. Uma vez que usamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas; não reapresentamos nossas demonstrações financeiras em e referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016, 2015 e 2014.

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, como reapresentada em 2008, 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. Além disso, todas as operações de câmbio devem ser realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo 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 norte-americano e a outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares norte-americanos recebidos por detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias.

Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou às ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares norte-americanos 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 Federal 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 norte-americanos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que elas 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.

Exercício findo em 31 de dezembro.

	Reais por US$ 1			
	Baixa	**Alta**	**Média**	**Encerramento de período**
2014	2,1940	2,7306	2,3498	2,6563
2015	2,5644	4,1638	3,3360	3,9593
2016	3,4112	4,1299	3,4839	3,2532
2017	3,0557	3,3823	3,1916	3,3121
2018	3,1470	4,2016	3,6513	3,8804

	Reais por US$ 1			
Mês	**Baixa**	**Alta**	**Média**	**Encerramento de período**
Outubro de 2018	3,6670	4,0059	3,7611	3,7129
Novembro de 2018	3,6965	3,8919	3,7860	3,8571
Dezembro de 2018	3,8353	3,9298	3,8834	3,8804
Janeiro de 2019	3,6501	3,8123	3,7356	3,6501
Fevereiro de 2019	3,6552	3,7650	3,7244	3,7493
Março de 2019	3,7670	3,9689	3,8407	3,8892
Abril de 2019	3,8269	3,9758	3,8974	3,9367
Maio de 2019 (até 10 de maio de 2019)	3,9195	3,9847	3,9517	3,9614

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 um investimento em nossa Companhia.

Riscos Relacionados à CEMIG

Não temos certeza se novas concessões ou autorizações, conforme aplicável, serão obtidas, ou se nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares àqueles atualmente em vigor ou se as compensações recebidas por nós em caso de não prorrogação serão suficientes para abranger o valor integral de nosso investimento.

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal ou de acordo com autorizações concedidas a empresas do Grupo CEMIG. A Constituição Brasileira determina que todas as concessões relacionadas aos serviços públicos devem ser concedidas através de um processo 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 de energia.

Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579 ("MP nº 579"), mais tarde convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/13"), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074/95. A Lei nº 12.783/13 determina que, até 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei nº 9.074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por até 30 anos, a critério da entidade competente.

Com relação às atividades de geração, a Companhia optou por não aceitar o mecanismo oferecido para prorrogar as concessões de geração que expirariam no período de 2013 a 2017. Estas concessões são: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Volta Grande, Camargos, Peti, Piau, Gafanhoto, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Dona Rita, Sumidouro, Poquim e Anil.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/2015 em 7 de outubro de 2015 ("Leilão nº 12/2015"), que contemplava o contexto regulatório revisado para renovação de concessões de usinas de energia existentes, como estabelecido na Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015 ("Lei nº 13.203/2015"), o Conselho de Administração da Companhia autorizou a participação da CEMIG Geração e Transmissão S.A. ("CEMIG GT") em um leilão, realizado em 25 de novembro de 2015, no qual logrou êxito. No leilão, a CEMIG GT arrematou o Lote 'D', composto por 18 usinas hidrelétricas, por 30 anos: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua garantia física é de 420,2 MW médios.

Em relação às usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, que teriam a primeira prorrogação das respectivas concessões após edição da MP nº 579, a Companhia entendeu que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 possibilita a prorrogação das concessões destas usinas por 20 anos, ou seja, até 2033, 2035 e 2036, respectivamente, sem quaisquer restrições.

Com fulcro nesse entendimento, nossa subsidiária CEMIG GT impetrou um mandado de segurança contra os atos do Ministro de Minas e Energia ("MME") para assegurar o seu direito relativo à prorrogação do termo de concessão das Usinas Hidrelétricas de Jaguara , São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se os termos e condições originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/13.

Em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez uma solicitação de renovação ao MME, renovando seu pedido administrativo de prorrogação, pelo prazo de 20 anos, das concessões das usinas hidrelétricas de Jaguara, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4º do Contrato de Concessão de Geração nº 007 de 1997. Nessa solicitação de renovação, que reforçou o interesse da Companhia nestas usinas, a CEMIG GT realizou também um pedido alternativo, caso ele seja negado, para que a concessão destas usinas hidrelétricas seja transferida/outorgada a uma de suas subsidiárias, para os fins do que determina o § 1º-C do art. 8º da Lei nº 12.783/13 (alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016) que permite ao Governo Federal outorgar um contrato de concessão de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 anos associado à transferência do controle da pessoa jurídica prestadora deste serviço, sob controle direto ou indireto do estado, do Distrito Federal ou de um município. O atendimento a este pedido foi negado pelo Poder Concedente.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande anteriormente pertencentes à CEMIG GT, com uma capacidade total de 2.922 MW, pelo valor total de R$ 12,13 bilhões. Em cada caso, o licitante vencedor das concessões era um terceiro não relacionado à CEMIG. A propriedade da usina de energia de Volta Grande foi transferida para a licitante vencedora em 30 de novembro de 2017, a propriedade das usinas de Jaguara e Miranda foi transferida em 30 de dezembro de 2017 e a propriedade da usina de São Simão foi transferida em 9 de maio de 2018.

Os pedidos de mandado de segurança relacionados às usinas hidrelétricas de Jaguara e Miranda chegaram agora a um julgamento final contra a Companhia e o recurso adicional não é possível. Como resultado desses julgamentos, a Companhia avalia que as chances de sucesso no pedido de mandado de segurança em relação à usina hidrelétrica de São Simão, que ainda não atingiu o julgamento final, são remotas.

A CEMIG GT acredita que cumpriu com os requisitos para manter as concessões das usinas São Simão, Jaguara e Miranda, que foram sujeitas a renovações automáticas. Várias ações legais, atos públicos e reuniões de negociação

foram realizadas com o MME e a ANEEL para buscar uma solução para o litígio que se estendeu desde 2012. No caso de Volta Grande, a CEMIG GT também trabalhou intensamente para negociar os termos de renovação para essa concessão. Apesar do resultado do leilão, a CEMIG GT planeja continuar a reivindicar em juízo os seus direitos com respeito a essa concessão. Em decorrência dessas ações judiciais em andamento no STF e no STJ, foram instaurados processos adicionais na esfera administrativa e judicial relacionados à indenização a que a Companhia tem direito.

Apesar do resultado do leilão, a CEMIG planeja continuar a se esforçar de forma significativa para manter para a manutenção das concessões referentes às usinas de Emborcação e Nova Ponte – cujos prazos de concessão vencem em 23 de julho de 2025 – além da usina hidrelétrica Sá Carvalho, de concessão da Empresa Sá Carvalho S.A., uma subsidiária integral da CEMIG. Todos os cenários pertinentes à continuidade da exploração dessas concessões pelas Companhias estão sendo estudados.

Paralelamente às discussões acerca da prorrogação de concessões de geração, foram ajuizados processos na esfera administrativa e judicial relacionados à indenização a que a Companhia tem direito, originários das concessões de geração que passaram suas datas de vencimento sem que os investimentos da Companhia neles tenham sido amortizados. Em 3 de agosto de 2017, via Portaria n° 291, o MME estabeleceu os valores da indenização devida à CEMIG GT pelos investimentos realizados nas usinas de São Simão e Miranda. O montante total da indenização foi calculado em R$ 1,028 bilhão, dos quais R$ 243,59 milhões referem-se ao valor residual da usina de São Simão e R$ 784,15 milhões referem-se à indenização para a usina de Miranda. Esses valores são de setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente, e deveriam ser atualizados pelo IPCA e pela taxa Selic, até a data do pagamento.

Em paralelo aos procedimentos na esfera administrativa, a CEMIG GT abriu um processo contra o Governo Federal em 27 de novembro de 2017, na 13ª Vara Cível da SJDF (Seção Judiciária do Distrito Federal) e solicitou uma medida provisória ordenando que o Governo Federal forneça documentos, e também pague o valor, já reconhecido por meio da Portaria nº 291/2017, de R$ 1,028 bilhão. Em sua contestação, em 18 de dezembro de 2017, o Governo Federal requereu a extinção do processo sem julgamento do mérito, alegando que o feito havia sido objeto de uma decisão contra a qual não há possibilidade de novo recurso, ou da ilegitimidade passiva do Governo Federal, e, subsidiariamente, extinção do feito com uma decisão sobre o mérito, com o fundamento da caducidade da prescrição. Em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou sua inicial, com o objetivo de convertê-la em uma ação judicial ordinária, para uma declaração de nulidade do artigo 1º, §1º e 2º e do artigo 2º, da portaria do MME nº 291/2017, e consequente pagamento de reembolso de todo o investimento feito na concessão pela CEMIG GT, bem como solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

No âmbito administrativo, no dia 13 de março de 2018, a CEMIG GT enviou correspondência ao MME, requerendo (i) que a CEMIG GT fosse informada se a indenização que consta na Portaria MME n° 291/2017 trata somente do Projeto Básico das UHEs, ou se inclui valores referentes aos investimentos incrementais, realizados após a entrada em operação das centrais geradoras; e (ii) que a CEMIG GT recebesse cópia integral dos processos, por meio dos quais os valores da Portaria foram definidos.

Em resposta, em 22 de março de 2018, o MME encaminhou cópia do processo solicitado, além de informar que os ativos das UHEs Jaguara e Volta Grande estão 100% depreciados e amortizados, sem valor para indenização. Quanto às usinas de Miranda e São Simão, informou que o valor foi calculado com base nas informações de Projeto Básico fornecidos à ANEEL pela concessionária. Em 24 de agosto de 2018, a CEMIG GT enviou ao Ministério uma carta em que manifestava a adesão à Portaria Ministerial do MME nº 291/2017, além de solicitar o pagamento da indenização a que se refere a mesma, ocorrida em 31 de agosto de 2018, no total, atualizado, valor aproximado de R$ 1,14 bilhão.

Diante desse cenário, no dia 13 de novembro de 2018, nos autos do processo em andamento perante a Justiça Federal, foi protocolizada petição da Companhia com pedido de extinção do feito. O Governo Federal foi intimado a se manifestar sobre o pedido da CEMIG GT. Ainda remanesce a possibilidade de recebimento de indenização complementar que abarque os investimentos posteriores ao Projeto Básico das UHEs Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande, no âmbito administrativo.

Em 26 de fevereiro de 2019, a decisão de extinguir a ação foi publicada sem que seus méritos fossem julgados. O juiz do caso baseou sua decisão na alegação de perda de interesse superveniente pela CEMIG sobre a ação, decorrente do pedido feito em 24 de agosto de 2018. Considerando que essa decisão permite à Companhia abrir novo processo semelhante a esse no futuro, especialmente para a indenização de ativos não incluídos no pagamento recebido em 31 de agosto de 2018, não recorremos desta decisão.

Em relação às atividades de transmissão, em 4 de dezembro de 2012, a Companhia assinou a segunda alteração do Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, prorrogando a concessão por 30 anos a partir de 1º de janeiro de 2013. A extensão da concessão resultou na redução da Receita Anual Permitida ("RAP"), que reduziu de R$ 485 milhões (em junho de 2012) para R$ 296 milhões (em junho de 2016). O Governo Federal nos compensou pela redução da RAP dessas concessões. A nosso ver, a Lei nº 12.783/13 estabelece que o Governo Federal seja obrigado a nos compensar, usando o índice IPCA como base, as reduções de RAP de ativos operando antes de 2000 dentro de um período de 30-anos. De acordo com a Portaria do MME nº 120/2016, a partir de julho de 2017, as companhias de distribuição que estenderem seus contratos de concessão terão seus ativos ainda não compensados incluídos na Base de Remuneração Regulatória e receberão a recuperação de receitas passadas desses ativos. Isso se aplica à CEMIG.

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia, a CEMIG Distribuição S.A. ("CEMIG D"), conforme disposto no Decreto nº 7.805/12 e Decreto nº 8.461/15, aceitou a prorrogação dos seus contratos de concessão, e assinou, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição. Isso garante a prorrogação da concessão por mais 30 anos a partir de 1º de janeiro de 2016, mas exige, contudo, o cumprimento de regras ainda mais rígidas relacionadas à qualidade do serviço prestado e a sustentabilidade econômico-financeira da Companhia ao longo dos 30 anos de concessão.

À luz do grau de discricionariedade, conferido ao Governo Federal, em relação aos novos contratos de concessão ou autorizações, se aplicável, e a renovação de concessões e autorizações existentes, bem como pelas recentes disposições estabelecidas por meio da MP nº 579/2012 (e posterior Lei nº 12.783/13), e as emendas feitas pela Lei nº 13.203/15 e pela Lei nº 13.360/16, para renovação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, não podemos garantir que: (i) novas concessões ou autorizações serão obtidas; ou (ii) nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos tão favoráveis quanto àqueles atualmente em vigor; ou, ainda que, (iii) as compensações recebidas nos eventos de não prorrogação serão o suficiente para abranger o valor integral de nosso investimento. Nossa incapacidade de estender ou obter novas concessões ou autorizações pode ter um efeito material adverso em nossos negócios, nos nossos resultados operacionais e na nossa condição financeira. Para mais informações sobre a renovação de nossas concessões e autorizações, veja o "Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos".

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

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal, por intermédio da ANEEL, e nos termos das autorizações concedidas às companhias do Grupo CEMIG, conforme o caso.

A ANEEL pode impor penalidades ou revogar uma concessão ou autorização caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relacionadas ao cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade do descumprimento, essas penalidades poderiam incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício findo imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares relacionadas à construção de novas instalações e equipamentos;
- 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; e
- execução das garantias relacionadas à concessão.

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do termo de concessão, no caso de falência ou dissolução, ou por meio de caducidade, 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.

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 Normativa da ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004, podem consistir desde notificações até o vencimento antecipado de tais concessões ou autorizações.

Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão ou da revogação das autorizações pode não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se formos responsáveis pela rescisão de qualquer contrato de concessão, o valor efetivo da compensação pode ser reduzido, em função de multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou qualquer falha em receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, e nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras do quinto aditivo do contrato de concessão de distribuição entraram em vigor em 2016. Eles contêm novas metas de qualidade de serviço e requisitos relacionados à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos da concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento pode resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou pode implicar na limitação de distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre o capital pela CEMIG D à CEMIG.

De acordo com a regulamentação da ANEEL, em caso de falha no cumprimento de metas globais anuais de indicadores de continuidade coletiva por dois anos consecutivos, ou três vezes em cinco anos, ou em qualquer momento nos últimos cinco anos da vigência do contrato, a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio pode ser limitada até que o cumprimento seja retomado. Além disso, nos primeiros cinco anos, o descumprimento de uma meta por dois anos consecutivos ou de quaisquer metas no quinto ano acarretará a caducidade da concessão.

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

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal por meio do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), e de outras autoridades regulatórias. Essas autoridades têm um grau substancial de influência em nossos negócios. O MME, a ANEEL e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, saúde e segurança, compensação e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar em uma sobrecarga expressiva em nossas atividades, o que pode ter um efeito adverso significativo 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, a indústria de energia. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor energético brasileiro. Essa estrutura regulatória vem sofrendo diversas alterações nos últimos anos, sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, 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 podem ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do poder concedente a partir de 12 de setembro de 2012.

O Presidente do Brasil está atualmente considerando mudanças na legislação, decorrentes da Consulta Pública nº 33/2017, que inclui algumas propostas de mudanças no atual modelo regulatório do setor. Essas mudanças consistem em reduções de subsídios e revisão da alocação de custos, entre outras, criando a base para um mercado mais aberto. Existe a possibilidade de o Presidente apresentar este projeto de lei ao Congresso para votação.

Alterações na legislação ou na regulamentação relativas ao setor energético brasileiro podem afetar desfavoravelmente nossa estratégia de negócios e condução de nossas atividades na medida em que não formos capazes de anteciparmos as novas condições ou não consigamos absorver os novos custos ou repassá-los aos clientes. Além disso, não podemos garantir que medidas tomadas futuramente pelo Governo Federal, em relação ao desenvolvimento do sistema energético, não irão afetar negativamente nossas atividades. E ainda, não somos capazes de prever a que extensão tais medidas podem nos afetar. Se formos requeridos a conduzir nossos negócios e operações de uma forma substancialmente diferente da prevista em nosso plano de negócios, nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente.

Alterações na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar adversamente.

Os governos Federal, estadual e municipal têm implementado regularmente mudanças em políticas fiscais que nos afetam. Essas mudanças incluem a criação e alteração de impostos e taxas, permanentes ou temporários, relacionados a propósitos específicos do governo. Algumas dessas medidas governamentais podem aumentar nossa carga tributária, o que pode afetar nossa lucratividade e, consequentemente nossa condição financeira. Não podemos garantir que seremos capazes de manter nosso fluxo de caixa e nossa lucratividade após um aumento de impostos e taxas que incidam sobre nós, o que pode resultar em efeitos adversos significativos para a Companhia.

Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de endividamento, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

Estamos sujeitos a certas restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital, aquisições e captação de recursos junto a terceiros, o que pode 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 condição financeira.

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. Além disso, nossos planos para expandir nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos à conformidade com os processos de licitação competitivos. Estes processos de licitação são regidos pela Lei nº 13.303/2016 ("Lei das Estatais").

Com relação aos empréstimos de terceiros: (i) na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público incluindo normas estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN") e pelo Banco Central do Brasil ("BACEN"); e (ii) estamos sujeitos a regras e limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") que regulamenta o endividamento para empresas no setor energético. Além disso, embora possamos acessar os mercados de capitais internacionais e locais, nós, como uma empresa controlada pelo Estado, só podemos financiar com fundos estendidos por bancos comerciais locais se tal dívida for garantida por recebíveis, bem como com fundos estendidos por bancos federais brasileiros em transações com o objetivo de refinanciar obrigações financeiras contratadas com entidades do sistema financeiro brasileiro.

Ademais, estamos sujeitos a certas condições contratuais de acordo com os nossos instrumentos de dívida existentes, bem como podemos celebrar novos contratos de empréstimos que contêm cláusulas financeiras restritivas ("covenants") ou similares, que podem restringir nossa flexibilidade operacional. Essas restrições podem também afetar nossa capacidade de obter novos empréstimos necessários para financiar nossas atividades, nossa estratégia de crescimento e de fazer frente às nossas obrigações financeiras a vencer, o que pode afetar adversamente nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações financeiras. Temos contratos de financiamento e outras obrigações de crédito que contêm cláusulas financeiras restritivas ("covenants"), incluindo debêntures do mercado brasileiro, Eurobonds no mercado internacional e empréstimos da Caixa Econômica Federal e do Banco do Brasil.

Temos aproximadamente R$ 11 bilhões de dívidas pendentes com cláusulas financeiras restritivas ("covenants"), e qualquer violação pode ter consequências negativas graves para nós. Veja "– A Companhia possui um endividamento considerável, e está exposta a limitações de liquidez – o que pode tornar mais difícil a obtenção de financiamento para os investimentos planejados e pode impactar negativamente suas condições financeiras e seus resultados operacionais."

Se, por exemplo, rompermos uma covenant sob as Notas Seniores de 9,25% da CEMIG GT com vencimento em 2024 (as "Eurobonds"), estaríamos sujeitos a um aumento de juros ou à antecipação de certas dívidas como resultado de cláusulas de inadimplemento cruzado (*cross-default*) sob certas condições dos nossos contratos de dívida pendentes. Da mesma forma, se a Companhia violar uma cláusula financeira restritiva ("covenant") sob nossa emissão de debêntures, os debenturistas podem acelerar o vencimento da dívida em uma reunião organizada pelo agente fiduciário, a menos que 75% dos debenturistas decidam o contrário. A antecipação dos vencimentos de nossas dívidas poderia ter um efeito adverso significativo sobre nossa situação financeira e poderia, além disto, desencadear cláusulas de inadimplemento cruzado ("cross-default") em outros instrumentos financeiros.

No caso de inadimplência e adiantamento, nossos ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para quitar completamente as dívidas ou cumprir com os serviços de tal dívida. No passado, em certas ocasiões, não conseguimos cumprir certas cláusulas financeiras restritivas ("covenants") que tinham condições mais restritivas do que as atualmente vigentes. Apesar de termos sido capazes de obter *waivers* de nossos credores com relação a tais descumprimentos, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obter algum *waiver* no futuro.

A Companhia pode enfrentar dificuldades em entregar os resultados esperados nos planos de negócios das empresas adquiridas ou que venham a ser adquiridas, o que poderia ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

É possível que a Companhia não obtenha os resultados esperados de suas aquisições. O processo de integração de alguma empresa adquirida poderia sujeitar a empresa a certos riscos, como, por exemplo, os seguintes: (i) despesas não previstas; (ii) impossibilidade de integrar as atividades das empresas adquiridas no sentido de obter as economias de escala e os ganhos de eficiência previstos; (iii) possíveis atrasos relacionados à integração das operações das companhias; (iv) exposição a potenciais contingências; e (v) ações movidas contra a empresa adquirida desconhecidas no momento de sua aquisição. A Companhia pode não ser bem-sucedida ao lidar com estes ou outros riscos, ou problemas relacionados a qualquer outra operação de aquisição futura, e ser afetada negativamente pelas empresas adquiridas ou que venham a ser adquiridas.

A redução na nossa classificação (rating) de risco de crédito ou nas classificações de crédito soberano do Brasil pode afetar adversamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar o nosso custo de capital.

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

Os ratings refletem, entre outros fatores: a perspectiva para o setor energético brasileiro, as condições hídricas do Brasil, a conjuntura política e econômica, o risco país, e a nota de classificação de risco e perspectivas para o acionista controlador da Companhia, o Estado de Minas Gerais.

Caso os nossos ratings sejam rebaixados devido a fatores externos, nosso desempenho operacional ou altos níveis de endividamento, nosso custo de capital pode afetar negativamente a nossa capacidade de cumprir as cláusulas financeiras existentes nos instrumentos que regulam nossa dívida. Além disso, nossos resultados operacionais ou financeiros, e a disponibilidade de financiamentos futuros podem ser adversamente impactados.

Ademais, prováveis rebaixamentos nos ratings soberanos brasileiros podem afetar adversamente a percepção de risco em relação a valores mobiliários de emissores brasileiros e, como resultado, aumentar o custo de quaisquer emissões futuras de títulos de dívida. Quaisquer reduções em nossos ratings ou nos ratings soberanos do Brasil podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nosso acesso a financiamentos futuros.

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

A operação de complexas redes e sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia envolve diversos riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, avarias ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis planejados para disponibilidade e eficiência dos ativos, ou catástrofes (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, enchentes, deslizamentos, sabotagem, terrorismo, vandalismo, entre outros). Em caso de tal ocorrência, a cobertura de seguro de riscos operacionais pode ser insuficiente para ressarcir integralmente custos e perdas incorridos em razão de danos causados a ativos ou interrupções de serviços. Além disso, decisões operativas tomadas por entidade responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional ou ações e decisões tomadas por autoridades responsáveis pela regulação do Setor Elétrico, por meio ambiente ou por questões que afetem os negócios de geração, transmissão e distribuição de energia podem ter um efeito adverso sobre o funcionamento e a rentabilidade das operações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da Companhia.

As receitas que a Companhia aufere pela implantação, operação e manutenção de instalações estão, direta ou indiretamente, correlacionadas à disponibilidade dos ativos e à qualidade (continuidade e atendimento dentro das exigências regulatórias) dos serviços. Nos termos de nossos contratos de concessão, a Companhia está sujeita a: (i) redução de suas respectivas Parcelas B, em função do aumento do componente 'Q' do Fator X, quando da revisão tarifária das distribuidoras; (ii) redução nas Receitas Anuais Permitidas ("RAP") das Empresas de Transmissão, devido a indisponibilidade de linhas de transmissão e de equipamentos de subestações; e (iii) impactos sobre a receita das empresas de geração decorrentes do Fator de Disponibilidade ("FID"), e da redução da energia assegurada das usinas. As Usinas Hidroelétricas dividem entre si o risco hidrológico e baseado nas regulações aplicáveis e no nível das garantias oferecidas previamente pelos agentes, à medida que o sistema de usinas não conseguir atingir a produção necessária, a média dos agentes irá ter de adquirir o equivalente de energia faltante Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD"), que tende a ser bastante volátil.

Os agentes de geração estão expostos a riscos financeiros, pois pode haver diferenças na contabilização financeira dos contratos nos submercados da CCEE, dependendo da: (a) localização da usina, que determina o PLD utilizado no procedimento de contabilidade para fornecedores; e (b) localização da consumação do contrato, que determinará o PLD utilizado no procedimento contábil para o agente consumidor. Caso exista diferença de preços entre os PLDs desses submercados, os agentes estarão sujeitos a essas diferenças.

Penalidades e pagamentos de compensações ou outras compensações são aplicáveis, dependendo da abrangência, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços ou equipamentos. Desse modo, interrupções em nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, subestações ou redes, podem causar um efeito adverso significativo em nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Temos um endividamento considerável e estamos expostos a limitações de liquidez, o que pode tornar mais difícil a obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente nossas condições financeiras e nossos resultados operacionais.

A fim de financiar os investimentos de capital necessários para fazer frente aos nossos objetivos de crescimento de longo prazo, possuímos um endividamento substancial. Como nosso fluxo de caixa de operações nos últimos anos não tem sido suficiente para financiar nossos investimentos de capital, serviço da dívida e pagamento de dividendos, nossa dívida se elevou significativamente de 2012 até 2017. Nosso total de empréstimos, financiamentos e debêntures (incluindo

juros) de R$ 14.772 milhões em 31 de dezembro de 2018; R$ 14.398 milhões em 31 de dezembro de 2017 e R$ 15.179 milhões em 31 de dezembro de 2016 aumentaram 2,6% em relação a 2017 e diminuíram 2,7% em relação a 2016. Atualmente, 42% de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures, que perfazem R$ 6.223 milhões, têm vencimentos dentro dos próximos três anos. A fim de fazer frente aos nossos objetivos de crescimento, manter nossa capacidade de financiar nossas operações e cumprir com os vencimentos de nossa dívida, necessitaremos levantar capital de diversas fontes de financiamento. Para honrar sua dívida, após cumprir as metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou, e pode continuar se baseando, em uma combinação de fluxos de caixas derivados de suas operações, da alienação de ativos, da utilização das linhas de crédito disponíveis, seu caixa e saldo de aplicações financeiras de curto prazo e a ocorrência de endividamento adicional.

Qualquer redução adicional das classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre a capacidade de a Companhia obter financiamento ou pode gerar impactos sobre os custos de financiamento, tornando mais difícil ou elevando o custo do refinanciamento das obrigações que já estejam vencendo. Se, por qualquer razão, a Companhia encontrar dificuldades ao acessar financiamentos, isso pode prejudicar a capacidade de realizar os investimentos de capital nos montantes necessários para manter o atual nível de investimentos ou as metas de longo prazo, podendo prejudicar, ainda, a capacidade de cumprir pontualmente os pagamentos das obrigações de amortização do principal e dos juros frente aos credores. A redução dos investimentos de capital da Companhia ou a venda de ativos pode afetar significativamente os resultados operacionais.

Nosso programa de desinvestimentos depende de fatores externos que podem impedir o sucesso de sua implementação.

Nosso Programa de Desinvestimentos foi implementado em 2017 e contempla a venda de um total de R$ 8.046 milhões em ativos. Este Programa de Desinvestimentos visa restabelecer nosso equilíbrio financeiro, através de uma redução acelerada de nosso endividamento líquido. Fatores externos, tais como deterioração das condições da economia brasileira e da economia global, crise política brasileira e flutuações da taxa de câmbio, dentre outros, podem ter efeitos negativos sobre a capacidade de vender esses ativos ou reduzir seu valor justo. A venda de ativos no âmbito do nosso Programa de Desinvestimentos nos permitirá reduzir nosso endividamento total e melhorar nossa posição de liquidez de curto prazo. No entanto, essas vendas resultarão em uma diminuição em nossos fluxos de caixa das operações, o que poderá ter um efeito adverso significativo em nossas perspectivas de crescimento operacional de longo prazo e, consequentemente, em nossos resultados operacionais no médio e longo prazo. Em 31 de dezembro de 2018, a CEMIG havia vendido R$ 1.529 milhões de ativos.

Podemos não conseguir implementar no momento desejado, ou sem incorrer em custos não previstos, as estratégias contidas no nosso planejamento estratégico de longo prazo, com consequências adversas para nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nossa capacidade de cumprir os objetivos estratégicos depende, em grande parte, da implementação oportuna, bem-sucedida e com boa relação custo-benefício da nossa Estratégia de Longo Prazo e do Plano Plurianual de Negócios. Alguns dos fatores que podem afetar negativamente essa implementação são:

• A incapacidade para gerar fluxo de caixa ou obter os financiamentos futuros, necessários para implementação dos projetos;

• A incapacidade de obter licenças e aprovações governamentais necessárias;

• Problemas imprevistos de engenharia e ambientais;

• Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão;

• A indisponibilidade de força de trabalho ou de equipamentos necessários;

• Greves;

• Atrasos na entrega de equipamentos pelos fornecedores;

• Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações contratuais;

• Interferências climáticas ou restrições ambientais;

• Mudanças na legislação ambiental criando obrigações e causando custos adicionais para projetos;

• Instabilidade jurídica causada por questões políticas; e

• Alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras.

A ocorrência dos fatores acima, separadamente ou em conjunto, podem resultar em aumentos significativos de custos, retardar ou impedir a implementação de iniciativas, e consequentemente comprometer a execução do nosso planejamento estratégico, afetando negativamente nossos resultados operacionais e financeiros.

Além disso, por sermos uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado de Minas Gerais, estamos sujeitos a alterações em nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva em decorrência da mudança dos agentes políticos do Poder Executivo devido ao processo eleitoral e devido à instabilidade política. Estes tipos de alterações podem afetar adversamente a continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados operacionais e financeiros de nossas subsidiárias e empresas nas quais temos posições acionárias minoritárias podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.

Possuímos participação acionária e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos na geração, transmissão e distribuição de energia. O desenvolvimento futuro de nossas subsidiárias e investidas minoritárias, tais como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), a Light S.A. ("Light") e a Aliança Geração de Energia S.A. ("Aliança") e a Renova Energia S.A. (" Renova "), Guanhães Energia S.A. e Madeira Energia S.A. (" Mesa "), nas quais a Companhia possui compromissos financeiros significativos, poderia ter um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais. Isto porque, a capacidade da Companhia de fazer frente a obrigações financeiras está relacionada, em parte, ao fluxo de caixa e aos lucros de suas subsidiárias e investidas, e à consequente distribuição de tais lucros para a Companhia na forma de dividendos ou outros adiantamentos e pagamentos. A redução da capacidade de geração de resultados e fluxo de caixa dessas empresas pode causar uma redução de dividendos e juros sobre capital pagos para a Companhia, o que pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disto, algumas das nossas subsidiárias e investidas podem, no futuro, celebrar acordos com credores, que podem vir a restringir o pagamento de dividendos ou outras transferências de fundos para a Companhia.

Estas subsidiárias são pessoas jurídicas independentes. Qualquer direito que possamos ter em relação ao recebimento de ativos ou outros pagamentos em face de liquidação ou reorganização de qualquer dessas sociedades deverá ser efetivamente subordinado estruturalmente a exigências dos credores de tal sociedade (incluindo autoridades tributárias, credores comerciais e financiadores de tais subsidiárias).

Qualquer deterioração nos resultados operacionais ou nas condições financeiras destas subsidiárias, e quaisquer sanções ou penalidades impostas sobre elas podem ter um efeito material adverso sobre os resultados operacionais ou sobre as condições financeiras da Companhia.

Novos investimentos e aquisições exigirão capital adicional, que pode 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). Se não formos capazes de obter os recursos necessários conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento pode sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que pode afetar adversamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas futuras.

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

Atualmente, nos dedicamos à construção e ampliação de usinas, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações, bem como, a avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir projetos, dentro dos prazos e no orçamento, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Como exemplos, podemos citar:

- Problemas diversos na fase de planejamento e construção de projetos de expansão ou de novos investimentos, como paralisações de trabalho, atrasos de fornecedores de materiais e serviços, demora nos processos licitatórios, embargos de obras, condições geológicas e meteorológicas imprevistas, incertezas políticas e ambientais, liquidez dos parceiros contratados e subcontratados;
- Desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de projetos de expansão;
- Novos ativos podem operar abaixo da capacidade projetada ou os custos para sua operação/instalação podem ser maiores do que o previsto;
- Dificuldade de obtenção de capital de giro adequado para financiar os projetos de expansão.

- Demandas ambientais e reivindicações da população durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão e subestações, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações; e, possibilidade de violação da meta da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora ("DEC"), o que implica no risco de perda da concessão, uma vez que o contrato prevê que o descumprimento das metas dos indicadores de qualidade por dois anos consecutivos ou no quinto ano acarretará a abertura de processo de caducidade da concessão.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados a novos investimentos ou à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão e distribuição, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, na redução da rentabilidade originalmente prevista para os projetos.

O nível de inadimplemento dos nossos clientes pode prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira, bem como os de nossas subsidiárias.

Em 31 de dezembro de 2018, o total dos nossos recebíveis em atraso de propriedade de clientes, corretores e detentores de concessões de transporte de energia foi de aproximadamente R$ 1.381 milhões (R$ 1.038 bilhão em 2017), correspondendo a 6,20% da nossa receita líquida consolidada em 2018 (4,78% em 2017). Registramos em 2018 uma provisão para recebíveis duvidosos no valor de R$ 751 milhões (R$ 568 milhões em 2017). Existe a possibilidade de não sermos capazes de cobrar valores a receber de vários clientes que estão em atraso. Caso tais dívidas não sejam totais ou parcialmente liquidadas, poderemos sofrer um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas em atraso de nossos clientes que vier a superar a provisão por nós constituída, pode causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D está diretamente relacionada à efetividade das ações de controle das perdas de energia, e dos limites regulatórios estabelecidos para a distribuidora. Caso a CEMIG D não consiga controlar a perda de energia com sucesso, seus negócios, operações, lucros e situação financeira podem ser substancial e adversamente afetados.

As perdas de energia de uma distribuidora se compõem de dois tipos: perdas técnicas e não técnicas (comerciais). As perdas técnicas são inerentes no processo de transporte e transformação de energia, ocorrendo em linhas e equipamentos do sistema energético. As perdas não técnicas representam toda a energia fornecida e não faturada, sendo causadas por conexões ilegais (furto), fraudes, erros de medição e falhas em processos internos.

O índice de perdas totais da CEMIG em 31 de dezembro de 2018, considerando um período de 12 meses foi de 12,82%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi 6.607 GWh). Deste percentual, 8,77% se referem a perdas técnicas e 4,05% são perdas não técnicas. Esse resultado ficou 1,42 pontos percentuais abaixo do resultado de dezembro de 2017 (14,24%), e acima da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para 2018 (11,75%).

Desde 2014, o cenário macroeconômico adverso no Brasil, com alta taxa de desemprego, e as mudanças no setor energético decorrentes da Medida Provisória nº 579 (convertida na Lei nº 12.783 de 2013) afetaram o fluxo de caixa e a situação da distribuidora. Estas resultaram em aumentos sucessivos das tarifas, a fim de compensar os efeitos negativos causados por tais fatos. Além disso, em nosso ponto de vista, esses fatos também contribuíram para um aumento na fraude contra o fornecimento de energia na área de concessão da CEMIG, a partir de 2014.

No que tange à regulamentação, a ANEEL vem se mostrando cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas de limite para as perdas na distribuição. As metas de limite para as perdas não técnicas são estipuladas com base em um modelo de benchmarking que compara as empresas a partir de um índice que mede a complexidade socioeconômica de cada área de concessão e a eficiência das distribuidoras no combate às perdas não técnicas de energia. Para as metas das perdas técnicas, a ANEEL utiliza medições e software de fluxo de potência.

Diante desse cenário complexo e de incertezas regulatórias e mesmo com a implantação de estratégias para redução das perdas técnicas e comerciais, a CEMIG não pode assegurar a adequação às metas de perdas estabelecidas pela ANEEL no médio prazo, o que pode afetar a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia, uma vez que a parcela de perdas de energia da distribuidora que exceder os limites regulatórios não pode ser repassada por meio de aumento das tarifas.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens podem gerar graves impactos às comunidades afetadas e à Companhia.

Em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são

inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo na imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Podemos ser responsabilizados por impactos em nossa própria força de trabalho, na população e no meio ambiente, devido a acidentes elétricos relacionados aos nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.

Nossas operações, especialmente aquelas relacionadas a linhas de transmissão e distribuição, apresentam riscos que podem levar a acidentes, como choques, explosões e incêndios. Esses acidentes podem ser causados por ocorrências naturais, erros humanos, falhas técnicas e outros fatores. Como parte significativa de nossas operações é realizada em áreas urbanas, a população é um fator a ser constantemente considerado. Qualquer incidente que ocorra em nossas instalações ou em áreas ocupadas por seres humanos, seja de forma regular ou irregular, pode resultar em danos graves, como perdas humanas, danos ambientais e materiais, perda de produção e responsabilidade civil, penal e ambiental. Esses eventos também podem resultar em danos à reputação, compensações financeiras, penalidades para a Companhia e seus executivos e diretores, e dificuldades na obtenção ou manutenção de contratos de concessão e licenças de operação.

Requerimentos e restrições impostas por agências ambientais podem exigir que a Companhia assuma custos adicionais.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e 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.

Qualquer descumprimento das leis e regulamentos ambientais, como a construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem uma licença ou autorização ambiental válida, poderia causar a obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados (responsabilidade civil) e resultar na aplicação de sanções penais 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. No que diz respeito às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: (i) impor advertências e multas que variam entre R$ 50 mil a R$ 50 milhões; (ii) exigir a suspensão parcial ou total de atividades; (iii) suspender ou restringir benefícios fiscais; (iv) cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais; ou (v) nos proibir de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

Estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal nº 9.985/2000, Decreto Federal n° 6.848/2009 e o Decreto do Estado de Minas Gerais n° 45.175/2009, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido em medidas compensatórias em um montante a ser definido pelas agências ambientais com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto Estadual n° 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.

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 energético 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 ("PCBs").

Se não pudermos atender aos requisitos técnicos estabelecidos pelas agências ambientais durante o processo de licenciamento, a instalação e a operação de nossos projetos, bem como o desenvolvimento de nossas atividades, podem ser prejudicados ou dificultados, o que pode afetar negativamente o resultado das nossas operações.

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.

Aumentos dos preços de compra de energia podem gerar um descasamento do fluxo de caixa da CEMIG D.

A despesa de compra de energia das distribuidoras está atualmente fortemente vinculada ao PLD (contratos por disponibilidade, cotas de garantia física e cotas da UHE Itaipu) e ao fator de ajuste do MRE (cotas de garantia física, cotas da UHE Itaipu e risco hidrológico das usinas repactuadas).

Em 2018, uma combinação de fatores negativos afetou as compras das empresas de distribuição, incluindo (i) um período adverso em termos de chuvas, resultando em PLDs elevados de maio a outubro; e (ii) a sazonalização da garantia física do MRE alocando muita energia no segundo semestre de 2018, acarretando em fatores de ajuste do MRE muito baixos entre junho e outubro.

No segundo semestre de 2018, esses fatores aumentaram significativamente as despesas com compra de energia das distribuidoras. O saldo da conta de bandeiras tarifárias chegou a ter déficits acima de R$ 3,5 bilhões, assim o atual mecanismo de bandeiras não foi suficiente para cobrir o descasamento do fluxo de caixa das distribuidoras em 2018.

A metodologia do sistema de Bandeiras Tarifárias é revisada a cada ano, sempre buscando melhorias, mas sob a presente metodologia podem ocorrer situações bastante adversas que afetam a posição de caixa das distribuidoras. Esse fator pode ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A matriz brasileira de produção de energia é altamente dependente de usinas hidrelétricas, que por sua vez dependem das condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas desfavoráveis que resultem em uma redução da geração de energia hidrelétrica podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

A geração de energia hidrelétrica é predominante no Brasil. As vantagens da energia hidrelétrica também são bastante divulgadas devido a ser um recurso renovável e evita gastos substanciais com combustíveis nas usinas termelétricas. Por outro lado, a principal dificuldade no uso deste recurso provém da variabilidade das afluências às usinas. Há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluente ao longo do ano, que depende fundamentalmente da quantidade de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa. Condições hidrológicas adversas no sudeste brasileiro ocasionaram seca e escassez hídrica nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Estas condições podem se agravar durante o período seco, compreendido entre os meses de abril a setembro. Isso pode causar o racionamento do consumo de água e/ou energia, o que pode ter um efeito adverso significativo nos negócios e nos resultados das operações da Companhia.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque termoelétrico complementar e um crescente portfólio de usinas eólicas. 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 consequências adversas de uma escassez hídrica prolongada, como a que se observou no passado recente.

A operação do sistema elétrico brasileiro é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema ("ONS"). Sua principal função é operar de forma otimizada os recursos disponíveis, minimizando o custo de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS pode reduzir a geração das usinas hidrelétricas e aumentar a geração termelétrica, o que acaba trazendo maior custo de energia para os agentes 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 cliente no mesmo momento, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, e condições financeiras a essas companhias de distribuição. Além disso, em casos extremos de escassez de energia devido a situações hidrológicas adversas, o sistema pode passar por racionamento, o que pode resultar principalmente em diminuição do fluxo de caixa.

O Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") tem como objetivo mitigar o impacto da variabilidade de geração das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as usinas hidrelétricas do sistema de forma a compensar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra. No entanto, este mecanismo não é capaz de mitigar todo o risco dos agentes geradores, pois quando há um cenário hidrológico extremamente desfavorável, 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.

Em 2015, o Governo Federal propôs a repactuação do risco hidrológico através de um processo voluntário. Este processo permite à geradora repassar aos clientes os seus custos e receitas relacionados com o risco hidrológico em troca do pagamento de um 'prêmio de risco' e ser indenizada pelas perdas sofridas em 2015, por meio de, entre outras medidas,

uma prorrogação das suas concessões de geração de energia (concessões ou permissões, conforme seja o caso) por até 15 anos.

Para poder participar da repactuação, as companhias tiveram que renunciar a todas as reivindicações protocoladas e todas as liminares obtidas, bem como renunciar a quaisquer outros direitos que venham a ter em relação a tais ações.

Já no Mercado Livre, a sistemática não se mostrou favorável à aceitação, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, as nossas empresas deveriam continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Assim, não houve repactuação do risco hidrológico por nenhuma usina que venda energia no Mercado Livre.

Os agentes que não aderiram a repactuação, permanecem com liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit de cerca de R$ 6,97 bilhões no mercado de curto prazo a partir de janeiro de 2019. Essa posição eleva a inadimplência apurada pela CCEE, reduzindo assim o recebimento dos agentes credores no mercado de curto prazo. Para evitar esse efeito, alguns agentes credores buscaram outras liminares para ter direito ao recebimento prioritário. Esse efeito leva a incerteza no mercado, redução da liquidez, aumento da inadimplência e redução no recebimento no mercado de curto prazo, representando um risco à Companhia.

Qualquer variação sazonal substancial nos fluxos mensais e no total de fluxos ao longo do ano pode limitar a geração hidrelétrica, tornando necessária a utilização de sistemas alternativos de geração que possam ter um efeito adverso significativo sobre os custos para a Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionadas ao assunto.

O projeto de lei nº 33/2017, atualmente com o Presidente brasileiro para submissão ao Congresso Brasileiro, propõe algumas modificações no MRE, o que inclui a exclusão do cálculo do MRE dos seguintes itens: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede, desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia, (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia relevantes, e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Outras mudanças podem ser incluídas no projeto durante as discussões no Congresso brasileiro.

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

De acordo com as leis aplicáveis, nossas empresas de geração não estão autorizadas a vender energia diretamente às empresas de distribuição. Dessa forma, a energia gerada por nossas empresas é vendida no Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR (também conhecido como "Mercado Regulado" ou "Pool") através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre, ou ACL (também conhecido como "Mercado Livre"), através de negociações bilaterais com os clientes e comercializadores. A legislação aplicável permite que os distribuidores que assinam contratos de "energia existente" com empresas de geração no Mercado Regulado reduzam a quantidade de energia contratada em até 4% ao ano, em relação ao valor do contrato original, por todo o período do contrato. Isso expõe nossas empresas de geração ao risco de não vender o fornecimento descontratado a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, por meio de nossas empresas de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no Mercado Livre podem ser celebrados com outras entidades de geração, de comercialização e principalmente com os "clientes livres". Os clientes livres são aqueles com demanda igual ou superior a 3MW: eles podem escolher o seu fornecedor de energia. Alguns contratos apresentam flexibilidade no montante vendido, possibilitando ao cliente consumir um maior ou menor volume de energia (5% em média) de nossas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que pode acarretar um impacto adverso 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 no Mercado Livre pode influenciar a ocorrência desse tipo de condição contratual nas negociações de venda de energia.

Além dos clientes livres mencionados acima, há uma classe de clientes denominada "Clientes Especiais", que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Clientes 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. A Companhia realizou transações de vendas desta categoria de energia a partir de recursos específicos de energia em determinadas empresas do Grupo CEMIG e, desde 2009, o volume dessas vendas tem aumentado gradualmente. A Companhia formou uma carteira de contratos de compra que agora ocupa um importante espaço no mercado brasileiro de energia para fontes de energia alternativas de incentivo. Os contratos de venda a esse tipo de cliente possuem flexibilidades específicas para atendimento de suas necessidades, e essas flexibilidades de menor ou maior consumo estão vinculadas ao comportamento histórico dessas cargas. Níveis mais altos ou mais baixos de consumo desses clientes podem causar exposições de compra ou de venda nos preços de curto prazo o que pode acarretar um impacto adverso 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.

O Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") visa reduzir a exposição dos geradores hidrelétricos, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de hidrelétricas geradoras, nas quais a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender a demanda 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 liquidação de energia no PLD. Em anos de hidrologia muito crítica o fator de redução da energia disponível pode reduzir em 20% ou mais a energia disponível das usinas hidrelétricas.

Em 2015, o Governo Federal propôs a repactuação do risco hidrológico através de um processo voluntário. Este processo permitiu às geradoras repassar aos clientes os seus custos e receitas relacionados com o risco hidrológico em troca do pagamento de um "prêmio de risco", a ser depositado na chamada "Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias" (as sobretaxas da banda tarifária são depositadas nessa conta e as transferências para as concessionárias de distribuição são efetuadas a partir desta conta também) e ser indenizada pelas perdas sofridas em 2015, por meio de, entre outras medidas, uma prorrogação das suas concessões de geração de energia (concessões ou permissões, conforme seja o caso) por até 15 anos. Em outras palavras, as usinas hidrelétricas recuperariam os custos incorridos com déficits de GSF retroativamente até janeiro de 2015, e tal recuperação formaria um "ativo regulatório" a ser amortizado ao longo do prazo da concessão com um adiamento do prêmio de risco. Se o período de concessão/autorização remanescente for insuficiente (ou seja, não há tempo suficiente para amortizar o ativo regulatório), então o gerador tem uma prorrogação da concessão/permissão (limitada a 15 anos).

Já no Mercado Livre, a sistemática não se mostrou favorável à aceitação, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, as nossas empresas deveriam continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Nesse mercado, a sistemática previa a contratação de energia de reserva, que apresenta preços muito elevados, para a mitigação do risco hidrológico.

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 Mercado Livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE ao PLD, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixo PLD, nossas receitas e resultados operacionais podem ser adversamente afetados.

O valor do PLD é calculado através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado utilizados pelo ONS e pela CCEE. O PLD é atualmente publicado semanalmente pela CCEE para três níveis de carga (Médio, Leve e Pesado). Os modelos dependem de dados de entrada revisados pelo ONS com periodicidade quadrimestral, mensal e semanal. Nesse sistema, existe a possibilidade de que erros ocorram durante a entrada de dados no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD. Há um risco para o negócio comercial quando da alteração desses modelos, erros da entrada de dados, que causam incerteza no mercado, reduzindo a liquidez, e perdas financeiras com a variação inesperada do preço. Para mitigar o risco de mudança dos modelos durante o ano corrente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou uma nota em 2016 que estabeleceu que as alterações nos modelos matemáticos utilizados no setor precisão ser aprovados pela CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico) até 31 de julho de cada ano para vigorar no ano subsequente.

Em 2020, espera-se que a frequência de mudanças no PLD seja aumentada para uma vez a cada hora. Essa mudança deveria ter ocorrido em 2019, mas o processo de validação do modelo e entrada de dados não estava pronto em 31 de julho de 2018, então a CPAMP postergou a data do modelo horário do PLD para entrar em vigor em 2020. O preço horário melhora a aderência do PLD com a operação real do sistema, que passa a capturar melhor a modulação horaria das fontes intermitentes (Solar e Eólica). Essa aderência do preço com a operação, tende a reduzir os encargos de serviço e sistema (ESS) assim como remunerar de forma mais eficiente as térmicas quando acionadas. Por outro lado, a qualidade dos dados de entrada com base horaria, principalmente para as fontes solar e eólica, traz mais um elemento de incerteza para a precificação do mercado.

As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram uma ampla exposição pública, e quaisquer alegações contra a CEMIG ou investigações anticorrupção da CEMIG, podem ter efeitos adversos sobre a percepção que se tem do país e sobre nós.

Certas investigações anticorrupção podem ter efeitos adversos sobre a CEMIG ou outras empresas do Grupo CEMIG. A percepção dos investidores acerca do Brasil vem sendo afetada por investigações de corrupção pública em grandes companhias brasileiras, e por eventos políticos que poderiam representar riscos potenciais para as perspectivas sociais e econômicas do Brasil.

Entre as companhias brasileiras envolvidas nas referidas investigações, estão incluídas companhias controladas pelo Estado dos setores de petróleo e gás, energia e infraestrutura, e empresas privadas do setor de construção, que estão sendo submetidas a investigações para apuração de denúncias de corrupção promovidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), Polícia Federal, Ministério Público, Tribunal de Contas da União, Securities and Exchange Commission ("SEC") e Department of Justice ("DOJ") dos Estados Unidos.

No setor de energia, a Eletrobras instituiu uma investigação interna independente para averiguar possíveis descumprimentos de leis e/ou de regulamentos mencionados em reportagens na mídia alegando ilegalidades relacionadas com prestadores de serviços da Norte Energia S.A. ("NESA") e da Madeira Energia S.A. ("MESA") na construção das usinas hidrelétricas de Belo Monte e Santo Antônio, respectivamente, e algumas outras sociedades de propósito específico nas quais a Eletrobras detém uma participação minoritária. Não houve nenhuma constatação direta contra a NESA, nem contra a MESA, nem contra qualquer gestor ou funcionário dessas empresas. O que se alega, de fato, é que os supostos atos ilegais ocorreram antes da constituição da NESA. Entretanto, a investigação interna estimou o impacto econômico e financeiro desses supostos atos ilegais relacionados aos prestadores de serviços da NESA em R$183 milhões, e isso foi considerado pela Eletrobras e pela NESA em análises contábeis e conclusões para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015. Supostamente, esse total representa superfaturamento na aquisição de máquinas, equipamentos, serviços, em encargos capitalizados e despesas administrativas, uma vez que os supostos pagamentos indevidos não foram feitos pela NESA, mas por empresas contratadas e fornecedoras da usina hidrelétrica de Belo Monte; e isso também impede a identificação do valor e dos períodos precisos dos pagamentos.

A CEMIG detém uma participação minoritária indireta de 11,69% na NESA, através das subsidiárias controladas em conjunto Aliança Norte Energia Participações S.A. e Amazônia Energia S.A. e o montante estimado de perdas já foi registrado nas demonstrações financeiras consolidadas da CEMIG em, e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

A investigação interna independente da MESA, concluída em fevereiro de 2019, não havendo quaisquer eventos futuros, tais como acordos de leniência por parte de terceiros que possam vir a ser firmados ou acordos de colaboração que possam vir a ser firmados por terceiros com autoridades brasileiras, não encontrou prova objetiva que permita afirmar a existência de qualquer suposto pagamento indevido por parte da MESA que deva ser considerado para eventual baixa contábil, repasse ou aumento de custos para compensar vantagens indevidas e/ou vinculação da MESA com atos de seus fornecedores, nos termos das acusações feitas por testemunhas e/ou declarações de cooperação que foram tornadas públicas.

Desde 2017, a Renova, empresa na qual a CEMIG tem uma participação indireta de 36,23%, faz parte de uma investigação formal conduzida pela Polícia Civil de Minas Gerais relacionada com certas injeções de capital feitas por alguns de seus acionistas controladores e injeções de capital realizadas em alguns projetos em andamento em anos anteriores. Como resultado dessa questão, a Renova iniciou uma investigação interna sobre o assunto, a qual está sendo realizada por uma empresa independente de investigação. A investigação interna ainda está em andamento e, embora tenham sido apontadas deficiências nos controles internos da Renova, até o momento não foi descoberta nenhuma evidência que dê sustentação às alegações. Procedimentos adicionais ainda são necessários para concluir a última fase da investigação, mas nenhum ajuste foi registrado nas demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, nem da Renova, que é uma subsidiária controlada em conjunto, nem nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Além dos casos acima, há investigações conduzidas pelo Ministério Público do Estado de Minas Gerais (MPMG) e pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais (PCMG), com o objetivo de investigar possíveis irregularidades nos investimentos da CEMIG na Guanhães Energia S.A. e na MESA (Santo Antônio Energia S.A.). Esses procedimentos estão sendo investigados por meio de análise dos documentos exigidos pelas respectivas autoridades e pela audição de testemunhas. Atualmente, não é possível determinar quais serão os resultados das investigações realizadas por essas autoridades.

Levando em conta essas investigações, contratamos uma empresa especializada independente para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos. A primeira fase da investigação interna independente foi concluída e, considerando os resultados, nenhum efeito foi registrado nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Estima-se que as investigações prosseguirão e, sendo assim, ainda não é possível medir quaisquer efeitos dessas análises, nem impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Foi criado, também, um comitê

independente de monitoramento interno separado para acompanhar, em conjunto com o Comitê de Auditoria, as investigações internas independentes. Os membros que o compõem são: um membro independente do Conselho; o Presidente do Conselho Fiscal; e o Presidente do Conselho de Administração.

Em 9 de março de 2018, a Polícia Federal iniciou a Operação Fortuna, na 49ª fase da Operação Lava Jato. De acordo com reportagens da imprensa, esta operação investiga o pagamento de subornos pelo consórcio construtor da usina elétrica de Belo Monte, formado pelas empresas Camargo Corrêa, Andrade Gutierrez, Odebrecht, OAS e J. Malucelli.

Em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal, e da Receita Federal executaram um mandado de busca e apreensão de documentos nos arquivos da CEMIG, referente à investigação conhecida como Operação Descarte - em sua fase denominada "E o Vento Levou" - resultante de relatórios de apropriação indevida de recursos que causaram prejuízo financeiro à CEMIG, em 2014, em uma transação envolvendo a Renova, supostamente seguida de transações econômicas fictícias e supostas remessas de fundos para o exterior sem base em uma transação econômica. A CEMIG colaborou com as autoridades no cumprimento do referido mandado.

Não fomos notificados e nem estamos cientes de qualquer investigação em andamento pela SEC ou pelo DoJ envolvendo a CEMIG. No entanto, não podemos garantir que a CEMIG ou empresas do Grupo CEMIG não se tornem no futuro alvo de ações judiciais com base nessas ou futuras investigações anticorrupção, seja nos Estados Unidos ou no Brasil.

Ações anticorrupção futuras que eventualmente verificarem falhas de conduta dos administradores da Companhia e de terceiros podem resultar em multas, penalidades e lançamentos em prejuízo significativos, ou danos imateriais, como à reputação, e/ou outros efeitos adversos não previstos.

Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade, e podemos não ser capazes de preveni-los, detectá-los ou remediá-los a tempo, o que pode causar efeitos adversos relevantes em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e reputação.

Nossos negócios, incluindo nossos relacionamentos com terceiros, são orientados por princípios éticos e regras de conduta. Dispomos de diversas normas internas com o objetivo de orientar nossos gestores, funcionários e contratados, e de reforçar nossos princípios éticos e regras de conduta profissional. Devido à ampla distribuição e terceirização das cadeias de produção de nossos fornecedores, não somos capazes de controlar todas as suas possíveis irregularidades. Isso significa que não podemos garantir que as avaliações financeiras, técnicas, comerciais e legais que usamos em nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar que nossos fornecedores tenham problemas relacionados à legislação trabalhista, à sustentabilidade ou à terceirização da cadeia produtiva com condições de segurança inadequadas. Também não podemos garantir que esses fornecedores, ou terceiros relacionados a eles, não se envolverão em práticas irregulares. Se um número significativo de nossos fornecedores se envolverem em práticas irregulares, poderemos ser adversamente afetados.

Além disso, estamos sujeitos ao risco de que nossos funcionários, contratados ou qualquer pessoa que venham a fazer negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, de corrupção e suborno, burlando nossos controles internos e procedimentos, se apropriando indevidamente ou se utilizando de nossos ativos para benefícios particulares em detrimento dos interesses da Companhia. Esse risco é agravado pelo fato de que fazem parte do nosso portfólio de coligadas, tais como Sociedades de Propósito Específicos ("SPEs") e Joint Ventures, algumas das quais nós não detemos o controle.

Nossos sistemas de controle interno podem não ser efetivos em todas as circunstâncias, especialmente junto às empresas que não estão sob nosso controle. Com relação às empresas adquiridas, nossos sistemas de controle interno podem não ser capazes, ainda, de identificar fraude, corrupção ou suborno realizados anteriormente à aquisição. Qualquer falha em nossa capacidade de prevenir ou detectar o não cumprimento das regras de governança aplicáveis ou de obrigações regulatórias pode causar danos a nossa reputação, limitar a nossa capacidade de obter financiamento ou causar outros efeitos adversos relevantes nos resultados de nossas operações e condição financeira.

Um membro de nosso conselho de administração e alguns ex-membros de nossa administração são partes em processos administrativos e judiciais e investigações de corrupção em andamento.

As autoridades brasileiras têm conduzido investigações anticorrupção em diversas áreas governamentais, incluindo parcerias e participações acionárias por entidades governamentais brasileiras no setor privado. Essas investigações têm resultado em processos administrativos, civis e penais contra as pessoas que estão sendo investigadas.

Um dos membros do nosso Conselho de Administração é réu em dois processos de "Ação Civil Pública por Ato de Impropriedade Administrativa por Danos ao Erário Público", processos não criminais e não relacionados a tais investigações. Ambas as ações estão em fase de instrução, e as queixas relevantes ainda não foram aceitas pelo Tribunal. Para obter mais informações, veja o "Item 6. Principais Processos Civis e Criminais Envolvendo Membros Chave da Administração". Não podemos garantir que os processos judiciais e administrativos, ou mesmo o início de novos processos judiciais e administrativos contra quaisquer membros de nossa administração ou conselho de administração, não imponham limitações ou restrições ao desempenho dos membros da nossa administração e conselho de administração que são parte nestes processos. Além disso, não podemos garantir que essas limitações não nos afetarão adversamente e a nossa reputação.

Os múltiplos usos da água e os diversos interesses relacionados a este recurso natural podem motivar conflitos de interesse entre a CEMIG e a sociedade como um todo, o que pode ocasionar prejuízos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

No presente momento, levando em consideração projetos e companhias que são controlados conjuntamente, a CEMIG tem mais de 80 usinas hidrelétricas, com 5.791,35 MW, representando 96% da nossa capacidade instalada.

A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da CEMIG, e é um recurso sensível às variações climáticas e vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, impactado significativamente por ações antrópicas e sujeito a um ambiente regulatório.

A operação de reservatórios para a geração de energia hidrelétrica realizada pela CEMIG implica, essencialmente, a consideração dos usos múltiplos da água por outros usuários da bacia hidrográfica, o que, por sua vez, leva à necessidade de considerar uma série de restrições de caráter ambiental, de segurança, sistemas de irrigação, abastecimento humano, hidrovias, pontes, entre outras. Em períodos de estiagem severa, como os vividos nos anos de 2013 a 2018, o monitoramento e a previsão dos níveis dos reservatórios e o constante diálogo com o poder público, sociedade civil e usuários foram primordiais para a garantia de geração de energia, como também para os demais usos desse recurso.

Por fim, a CEMIG utiliza um Sistema de Gestão de Riscos para analisar cenários e determinar o grau de exposição financeira aos riscos, considerando a probabilidade de ocorrência e seu impacto. Nos cenários relacionados a potenciais conflitos com outros usuários, a CEMIG avalia tanto os impactos decorrentes de secas prolongadas, que podem levar a um aumento da concorrência entre o setor de energia e outros usuários, quanto os decorrentes dos eventos de inundações devido às chuvas excessivas. Enquanto a CEMIG envolve outros usuários essenciais, toma medidas para analisar a contribuição e estudos da comunidade sobre questões relacionadas ao impacto do uso da água, interesses conflitantes no que dizem respeito à utilização de água podem afetar, sob reserva de certos limites mínimos anteriormente estabelecidos por lei, sua disponibilidade para uso em operações de alguns de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Somos controlados pelo Governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses dos demais investidores, ou mesmo 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 ações ordinárias da CEMIG que na qualidade de Acionista Majoritário da Companhia, detém plenos poderes para decidir sobre todos os negócios relativos ao objeto social da Companhia e adotar as resoluções que julgar necessárias à defesa dos seus interesses e ao seu desenvolvimento.

O governo do estado de Minas Gerais pode eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração, e tem competência para aprovar, entre outras matérias, assuntos que exigem um "quórum" qualificado de acionistas. Estes incluem transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e a data e o pagamento de quaisquer dividendos.

O governo do Estado de Minas Gerais, na sua qualidade de acionista controlador, tem capacidade para nos direcionar em atividades e efetuar investimentos destinados à promoção de seus próprios objetivos econômicos ou sociais, os quais podem não estar estritamente alinhados à estratégia da Companhia, afetando adversamente a direção de nossos negócios.

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

Nós estamos sujeitos a diferentes estruturas regulatórias, tais como: (i) leis e regulamentos do setor energético, como a Lei nº 10.848/04 (Comercialização de Energia), regulamentações da ANEEL; (ii) as leis e regulamentos que se aplicam às empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei nº 6.404/76 ("Lei das Sociedades por Ações"), regulamentações da CVM; (iii) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei nº 13.303/16 (a "Lei das Estatais"); e (iv) leis e regulamentos aplicáveis às empresas brasileiras que têm títulos negociados na SEC, como a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior (FCPA) e regulamentos da SEC, entre outros.

Além disso, o Brasil vem nos últimos anos intensificando e aprimorando sua legislação e estruturas referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e a prevenção das práticas de corrupção. Por exemplo, a Lei nº 12.846/13 (a "Lei Anticorrupção") estabeleceu responsabilidades objetivas às empresas brasileiras que venham a 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.

A empresa tem muitos contratos administrativos com altos valores e uma grande quantidade de fornecedores e clientes, o que eleva sua exposição a riscos de fraudes e improbidades administrativas.

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 sistema COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Além disso, 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 de licitações e contratos administrativos, normatizados pela Lei de Licitações, Lei das Estatais e outras legislações complementares.

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 (em relação a trabalho, impostos, meio ambiente, energia, entre outros), ou violações dos nossos mecanismos de controle interno, 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 ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

Podemos também não ser capazes de prevenir completamente erros contábeis em nossos relatórios financeiros e impedir a ocorrência de fraquezas materiais no futuro. Nossa administração identificou deficiências materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros em relação a 2016, 2017 e 2018. Para obter mais informações sobre as fraquezas materiais identificadas pela nossa administração, veja: "Item 15 – Controles e Procedimentos – Relatório Anual da Administração acerca do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros".

Além disso, podemos ser incapazes de reportar os resultados de nossas operações e outras informações relevantes com precisão e pontualidade em períodos futuros, e/ou remediar com sucesso a fraqueza material identificada, e/ou arquivar oportunamente os documentos e informações exigidas pelas autoridades, incluindo a SEC e a CVM. O descumprimento de leis e regulamentos, além de outras normas, erros contábeis com fraquezas materiais, e a não apresentação precisa e tempestiva de informações requeridas por autoridades públicas podem implicar em multas, perdas de licenças, danos à nossa reputação e significativos prejuízos financeiros.

Nossa administração identificou fraquezas materiais nos controles internos sobre relatórios financeiros e concluiu que nosso controle interno sobre relatórios financeiros não estava em vigor em 31 de dezembro de 2016, 2017 e 2018, o que pode ter um efeito adverso significativo nos resultados das operações da Companhia e condição financeira.

Nossa administração identificou fraquezas materiais em nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 2016, 2017 e 2018. Para mais informações sobre a fraqueza material identificada pela nossa administração, veja: "Item 15 – Controles e Procedimentos – Relatório Anual da Administração acerca do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros". Como resultado das fraquezas materiais identificadas, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não foram eficazes em 31 de dezembro de 2016, 2017 e 2018. Embora tenhamos desenvolvido e implementado várias medidas para remediar essas fraquezas materiais, não podemos ter certeza de que remediaremos nossas fraquezas materiais ou de que não haverá outras fraquezas materiais em nosso controle interno sobre relatórios financeiros no futuro.

Se nossos esforços para remediar as fraquezas materiais não forem bem-sucedidos, talvez não possamos reportar os resultados da Companhia de forma precisa e em tempo hábil para períodos futuros e fazer os nossos registros necessários com as autoridades governamentais, incluindo a SEC. Existe também o risco de que existam erros contábeis em nossos relatórios financeiros, e não podemos estar certos de que, no futuro, falhas materiais adicionais não existirão ou serão descobertas. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Ataques cibernéticos ou violação da segurança de nossos dados que venham a ocasionar interrupção de nossas operações ou vazamento de informações confidenciais da Companhia, de nossos clientes, de terceiros ou partes interessadas podem causar perdas financeiras, exposições legais, danos à reputação e outras consequências negativas severas para a Companhia.

Somos gestores e detentores de diversas propriedades intelectuais, informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Os sistemas de informação e de segurança que utilizamos para estes propósitos podem ser violados. Programadores de sistema e hackers experientes podem invadir nossa rede de segurança e apropriar-se indevidamente ou comprometer nossas informações confidenciais ou de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralisações. Esses invasores também podem desenvolver e inserir vírus, worms e outros programas mal-intencionados que atacam nossos produtos ou exploram qualquer vulnerabilidade de segurança de nossos produtos.

Além disso, os componentes físicos (hardware) e lógicos (software) que produzimos ou adquirimos de terceiros, podem apresentar defeitos de projeto ou fabricação, incluindo panes e outros problemas que podem interferir inesperadamente na operação do sistema.

Os custos que podemos ter para reparar os mencionados problemas de vulnerabilidades de segurança, seja antes ou depois de incidentes cibernéticos, podem ser significantes. Nossas ações mitigatórias podem fracassar e resultar em interrupções e atrasos de nossos serviços e, como consequência, a perda de atuais ou potenciais clientes.

Somado a isso, o vazamento de nossas informações confidenciais, de nossos clientes, de terceiros ou de partes interessadas, causada pela violação de nossos sistemas de segurança, pode os expor a significativas perdas pelas quais poderemos nos tornar legalmente responsáveis e, assim, prejudicar os nossos negócios, nossa marca e nossa reputação. Também acreditamos que haja limitações nas capacidades de nossos parceiros terceirizados de gerir a segurança de seus dados e sistemas, e suas vulnerabilidades de segurança podem ter efeitos semelhantes sobre nós.

Falhas na segurança de nossos bancos de dados contendo dados pessoais de clientes, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente à privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados das operações e reputação.

Temos bancos de dados contendo dados pessoais coletados de nossos clientes, parceiros e colaboradores. Qualquer uso indevido desses dados ou falhas no uso correto dos nossos protocolos de segurança podem afetar negativamente a integridade desses bancos de dados.

O acesso não autorizado a informações relativas a nossos clientes, bem como a divulgação não autorizada de informações sigilosas, pode nos sujeitar a ações judiciais e, como consequência, podemos incorrer em passivos financeiros, penalidades e danos à nossa reputação.

Em 2018, o Brasil aprovou a Lei Geral de Proteção de Dados ("LGPD"). Esta lei estabelece regras e obrigações relativas à coleta, processamento, armazenamento e uso de dados pessoais e afetará todos os setores econômicos, incluindo o relacionamento entre clientes e fornecedores de bens e serviços, empregados e empregadores e outras relações nas quais os dados pessoais são coletados, tanto em ambiente digital como físico. A lei entrará em vigor em agosto de 2020. Em dezembro de 2018, a medida provisória nº 869 alterou a Lei nº 13709/2018 e criou a Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("ANPD"). A ANPD deverá ter como suas principais responsabilidades: (i) estabelecer regras e regulamentos relativos à proteção de dados; (ii) analisar e interpretar, na esfera administrativa, questões relativas à LGPD; (iii) solicitar acesso a informações de controladores e de processadores de dados; (iv) supervisionar as atividades de processamento e impor sanções; e (v) promover a cooperação com as autoridades internacionais e transnacionais de proteção de dados.

A nova legislação estabelece penalidades em caso de descumprimento, incluindo aplicação de multas de até 2% da receita, até o limite de R$ 50 milhões.

A escassez potencial de pessoal qualificado nas áreas operacionais pode afetar adversamente nossos negócios e os resultados das operações.

Há a possibilidade de passarmos por escassez de pessoas chave qualificadas. Nos últimos anos, temos realizado programas de incentivo de desligamento voluntário abertos a todos os nossos funcionários. Esses programas podem reduzir o quadro de funcionários em mais do que nossa capacidade de contratar novos funcionários para ocupar posições-chave. Nosso sucesso, além disso, depende de nossa capacidade de continuar a treinar eficazmente nosso pessoal de forma que os profissionais, no futuro, possam assumir cargos chave na organização. Nós não podemos assegurar que poderemos

treinar, qualificar ou reter, de forma adequada, as pessoas chave, ou que poderemos fazer isso sem custos ou atrasos. Tampouco podemos assegurar que poderemos contratar novos profissionais qualificados, em particular para áreas operacionais, caso se configure esta necessidade. Qualquer falha nas ações planejadas pode afetar adversamente os resultados das nossas operações e dos nossos negócios.

A instabilidade das taxas de inflação e de juros pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

O Brasil tem historicamente experimentado altas taxas de inflação, particularmente antes de 1995. A inflação, bem como os esforços do governo para combatê-la, tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Mais recentemente, as taxas de inflação foram de 3,75% em 2018, 2,95% em 2017, 6,29% em 2016, conforme medido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), compilado pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística).

O Governo Federal pode introduzir políticas para reduzir pressões inflacionárias, como manter uma política monetária restritiva com altas taxas de juros reais, o que pode ter o efeito de reduzir o desempenho geral da economia brasileira. Algumas dessas políticas podem afetar nossa capacidade de acessar capital estrangeiro ou reduzir nossa capacidade de executar nosso plano de negócios.

Nós estamos expostos 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 do CDI, ou da inflação, poderia afetar negativamente a receita gerada pelos nossos investimentos financeiros, mas também teria o efeito positivo de reavaliação dos ajustes nos saldos de ativos financeiros de nossas concessões.

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 lucro suficiente em qualquer exercício social e de eventuais cláusulas restritivas de contratos de empréstimos e financeiros destas subsidiárias, que estabelecem limites para seus pagamentos de dividendos. Da mesma forma, temos uma limitação no pagamento de dividendos que não pode exceder o mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido do exercício social, constante do nosso Estatuto Social, em função de cláusulas restritivas dos contratos de empréstimos e financiamentos das subsidiárias em que somos garantidores. Os dividendos são calculados e pagos de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com as disposições constantes do Estatuto Social de cada uma de nossas subsidiárias regulamentadas.

A ANEEL possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as empresas de distribuição de energia cobram de seus clientes. Estas 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: (i) o reajuste anual; (ii) a revisão periódica; e (iii) a revisão extraordinária. O reajuste anual se destina a compensar as alterações nos custos que estejam fora da gestão da Companhia, como o custo da energia para atendimento aos clientes, encargos setoriais definidos pelo Governo Federal e encargos de transporte em função do uso das instalações de transmissão e distribuição de outras empresas. Os custos gerenciáveis, por outro lado, são corrigidos pelo IPCA, menos um fator de produtividade e eficiência, conhecido como Fator X, que considera aspectos como produtividade da distribuição e padrões de qualidade de serviço. A cada cinco anos, há uma Revisão Periódica Tarifária ("RTP"), cuja finalidade é de: identificar as mesmas variações nos custos citados acima; fornecer um retorno adequado sobre ativos que a empresa construiu neste período; e estabelecer um fator com base em economias de escala, que serão considerados 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 dos contratos de concessão da CEMIG D 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, o que pode ter um efeito adverso significativo nos nossos negócios, condições financeiras e resultados operacionais.

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

As RAP 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 para Contrato nº 006/1997 e o IGP-M para Contrato nº 079/2000). 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. A próxima revisão tarifária periódica foi programada para julho de 2018, conforme estabelecido em nosso contrato de concessão de transmissão. Entretanto, as regras para a revisão tarifária estão sendo ainda debatidas entre a ANEEL e a sociedade por meio de Audiência Pública. Como resultado, esta revisão foi adiada para julho de 2019, com efeitos retroativos. 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 com o emprego 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. Isso pode resultar em um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A concessão da maior parte dos ativos de transmissão da CEMIG foi estendida por 30 anos a partir de janeiro de 2013, nos termos da Lei n° 12.783/13, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita recebida referente aos bens reversíveis totalmente amortizados. Além disso, de acordo com esta lei, o poder concedente fica autorizado a pagar valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. Em 20 de abril de 2016, foi emitida a Portaria nº 120, pelo MME, definindo que os valores dos ativos não depreciados passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas e reconhecidas a partir de julho de 2017. O custo de capital correspondente pelo período de janeiro de 2013 a junho de 2017 será pago no prazo de 8 anos (item financeiro). Já a BRR (correspondente ao período a partir de julho de 2017) será depreciada considerando a vida útil residual dos ativos e atualizada pelo IPCA (item econômico).

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 compensem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão, que podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros decorrentes da prestação inadequada de serviços energéticos.

Nos termos da legislação brasileira, somos objetivamente responsáveis pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia. Ademais, os danos causados a clientes finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema ("ONS") ou a ele próprio, 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, nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados adversamente no caso de sermos considerados responsáveis por quaisquer desses danos.

Podemos incorrer em prejuízos e danos à reputação 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 a obtenção de indenizações e restituições em dinheiro e por desempenho específico. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a Companhia. Veja "Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos". Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências no montante de R$ 641 milhões, em 31 de dezembro de 2018, para ações cuja expectativa de perda foi considerada como "provável".

Pode haver um efeito adverso significativo sobre nós caso haja uma ou mais decisões desfavoráveis em qualquer processo legal ou administrativo contra nós. Além de fazer provisões e os custos associados com honorários advocatícios, podemos ser obrigados pelo tribunal a fornecer garantias para o processo, o que pode afetar adversamente a nossa condição financeira. Na hipótese de 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.

Além disso, certos membros de nossa administração estão envolvidos como réus em processos criminais que estão atualmente pendentes, o que pode desviar nossa administração e nos afetar negativamente e a nossa reputação. Veja o "Item 6. Principais Processos Civis e Criminais Envolvendo Membros Chave da Administração."

Regulamentações ambientais exigem que realizemos estudos de impacto ambiental dos futuros projetos e que obtenhamos autorizações, em conformidade com a regulamentação.

Precisamos realizar estudos de impacto ambiental e obter as autorizações e licenças regulatórias e ambientais para nossos projetos atuais e futuros. Não podemos assegurar que tais estudos de impacto ambiental serão aprovados pelas autoridades ambientais; que as licenças ambientais serão emitidas; que a oposição do público não resultará em atrasos ou modificações em qualquer projeto proposto; ou que a legislação ou regulamentações não alterarão ou serão interpretadas de forma a poderem ter impactos adversos significativos sobre as nossas operações ou planos, no que se refere a projetos nos quais temos investimentos. Acreditamos que a preocupação com a proteção ambiental seja também uma tendência crescente no nosso setor. Embora consideremos a proteção ambiental quando desenvolvemos nossa estratégia de negócios, mudanças na regulamentação ambiental, ou alterações na política de implementação da regulamentação ambiental existente atualmente, podem ter efeitos adversos significativos sobre os resultados operacionais e nossa condição financeira, em função de atrasos na implementação de projetos de energia, elevando nossos custos de expansão.

Além disto, a implementação de investimentos no segmento de transmissão vem sofrendo atrasos devido à dificuldade de obter as autorizações e aprovações regulatórias e ambientais necessárias. Isto levou a atrasos nos investimentos em geração, devido à ausência de linhas de transmissão para canalizar a produção da energia gerada. Se quaisquer desses ou outros riscos imprevistos se concretizar, há a possibilidade de não termos condições de gerar, transmitir e distribuir energia nas quantidades consistentes com nossas projeções, o que pode gerar um efeito adverso significativo sobre nossas condições financeiras e sobre os resultados operacionais.

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. Não solicitamos proposta, tampouco contratamos, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações. A ocorrência de eventos dessa natureza pode nos gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeitos adversos em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para ressarcir eventuais danos.

Nossos negócios são normalmente submetidos a diversos riscos, incluindo os de acidentes industriais, disputas trabalhistas, condições geológicas inesperadas, mudanças no ambiente regulatório, riscos ambientais, climáticos e outros fenômenos naturais. Além disso, nossas subsidiárias e nós podemos ser considerados responsáveis por perdas e danos causados a terceiros resultantes de falhas ao prover serviços de geração, transmissão e/ou distribuição.

Mantemos seguro apenas contra incêndio, aeronáutico e riscos operacionais, além daqueles compulsórios por determinação legal, como seguro de transporte de bens pertencentes a pessoas jurídicas.

Não podemos garantir que os seguros contratados serão 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 podem nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que podem resultar em efeito adverso em nossos negócios,

resultados operacionais e/ou condição financeira. Além disso, não podemos garantir que seremos capazes de manter nossa cobertura de seguros a preços comerciais favoráveis ou aceitáveis no futuro.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestações trabalhistas por parte de nossos funcionários ou de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e de nossos negócios.

Todos os nossos funcionários são representados por sindicatos. Desacordos acerca de questões envolvendo desinvestimentos ou mudanças em nossa estratégia de negócios, reduções de pessoal, assim como potenciais contribuições associadas a funcionários, poderiam levar a manifestações trabalhistas. Não podemos assegurar que no futuro não ocorrerão greves que afetem nossos níveis de produção. Greves, paralisações ou outras formas de manifestações trabalhistas por parte de qualquer dos nossos fornecedores de grande porte, empresas contratadas, ou em suas instalações, podem prejudicar nossa capacidade de operar nossos negócios, concluir grandes projetos e podem impactar a nossa capacidade de atingir os nossos objetivos de longo prazo.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não está disponível para liquidação em caso de falência para a vinculação como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses ativos não estão disponíveis para liquidação em caso de falência, nem podem ser vinculados como garantia para a execução de qualquer decisão judicial, porque os bens revertem para a autoridade concedente para garantir a continuidade na prestação de serviços públicos, de acordo com a legislação aplicável e nossos contratos de concessão. Embora o Governo Federal seja obrigado a nos compensar pela rescisão antecipada de nossas concessões, não podemos garantir que o valor pago pelo Governo Federal seria igual ao valor de mercado dos ativos revertidos. Essas restrições de liquidação podem diminuir significativamente os valores disponíveis para os nossos credores em caso de nossa liquidação e podem afetar adversamente nossa capacidade de obter financiamento adequado.

Há incertezas acerca da metodologia e dos parâmetros a serem adotados pelas autoridades regulatórias no primeiro ciclo de revisão tarifária a ser aplicada à nossa subsidiária Gasmig.

A Gasmig obteve a concessão para distribuição de gás canalizado no Estado de Minas Gerais por 30 anos a contar da data de publicação da Lei Estadual nº 11.021, de 11 de janeiro de 1993, com possibilidade de prorrogação, desde que cumpridas determinadas exigências. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, prorrogando o prazo da concessão até 10 de janeiro de 2053.

Conforme estipulado pelo Contrato de Concessão, a Gasmig deve continuar suas atividades de distribuição de gás natural até o final da concessão, sendo remunerada por meio das tarifas pagas pelos usuários dos serviços de distribuição. Espera-se que as tarifas resultantes desse processo de revisão tarifária serão suficientes para manter o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão até 2022.

A Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior ("SEDECTES"), órgão do Governo Estadual de Minas Gerais, responsável pela regulamentação da distribuição de gás canalizado, espera concluir a primeira revisão tarifária da Gasmig no primeiro semestre de 2019, em conformidade com parâmetros relativos as expectativas de investimentos, custos, volumes e outras variáveis do negócio já apresentadas pela Gasmig.

Os volumes de gás natural fornecidos pela Gasmig estão concentrados em poucos setores e em poucos clientes.

O mercado industrial de grande porte sustenta o volume de vendas e respondeu por 91,9% do volume de gás não vendido às usinas geradoras de energia térmica em 2018. Os maiores clientes da Gasmig concentram-se nas atividades de siderurgia, metalurgia, mineração e na fabricação de celulose, que responderam, em conjunto, por 73,7% do volume não-termelétrico consumido em 2018.

Depois de três anos consecutivos de quedas significativas na produção, a indústria brasileira está mostrando agora uma tendência de recuperação: Em 2018, a produção industrial física foi, segundo dados do IBGE (Pesquisa Industrial Mensal - Produção Física, ou PIM-PF), 1% superior a 2017.

Vale ressaltar que mesmo com esse comportamento positivo recente, o índice médio da produção industrial em 2018 ainda se encontra 13,9% abaixo do nível recorde alcançado em 2011.

Em 2018, o volume vendido pela Gasmig ao setor industrial, compreendendo as companhias dos setores siderúrgico, metalúrgico, mineração e celulose, reduziu-se em 2,15% em relação ao ano de 2017, quando houve ajustes

operacionais em alguns de seus principais clientes. A continuidade da estrutura de mercado atendida pela Gasmig, em caso de reversão das expectativas e sob cenário econômico adverso, pode afetar negativamente os negócios, o resultado operacional e as condições financeiras da Gasmig.

A existência de um único fornecedor de gás natural no Brasil afeta a competitividade.

Em janeiro de 2017, a Gasmig e a Petrobras firmaram o Sétimo Aditivo ao Contrato de Suprimento Adicional adequando a quantidade contratada, o preço do gás, dentre outros. O preço do gás adquirido da Petrobras tem uma variação definida por uma fórmula contratual e é reajustado de acordo com o preço do petróleo. Em 2018, o preço médio de aquisição para o mercado, aumentou em aproximadamente 38,1% em relação ao ano anterior.

Desde o segundo semestre de 2016, a Petrobras vem diminuindo sua presença na cadeia de abastecimento de gás natural. Em 2017, vendeu parte do seu gasoduto de transporte para a Canadian Brookfield Infrastructure Partners, embora tenha mantido a operação do sistema de transporte de gás.

O Governo Federal lançou o programa "Gás para Crescer", que visa fomentar o mercado de gás natural no Brasil, por meio da implementação de mudanças no ambiente regulatório do Setor de Gás Natural, preparando-o para uma redução na participação da Petrobras. As propostas do programa "Gás para Crescer" foram incorporadas ao projeto de lei que está sendo analisado pelo Congresso Federal. Ainda como consequência desse programa, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis lançou Tomadas Públicas de Contribuição visando receber contribuições de agentes da cadeia do gás natural possibilitando a entrada de novos players no mercado. Contudo, até o momento, não houve nenhuma mudança prática no mercado de gás natural.

Em 2017, a Petrobras também revisou sua política de preços em fontes de energia que competem com o gás natural. O preço do GLP (gás liquefeito de petróleo) e do óleo combustível sofreu muitas variações no ano passado, resultando em queda de 7,9% no GLP e aumento de 25,5% no óleo combustível em dezembro de 2018 em relação ao ano anterior. Os preços desses energéticos também variam de acordo com o preço do petróleo, o que poderia resultar em uma manutenção da competitividade com o gás.

Entretanto, é permitido à Petrobras, a qualquer momento, revisar a política de preços de seus produtos, o que pode alterar a demanda do mercado, uma vez que o preço orienta a escolha dos clientes entre gás natural e combustíveis concorrentes, em geral GLP, gás de petróleo e/ou petróleo combustível. Se isso ocorrer, a Petrobras pode impactar positiva ou negativamente a demanda por gás natural, impactando diretamente o resultado operacional e as condições financeiras da Gasmig.

A agência regulatória responsável pela distribuição de gás canalizado é controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cujos interesses podem ser conflitantes com os do equilíbrio econômico da concessão.

A Constituição Federal do Brasil estabelece que é função dos estados explorar os serviços locais de gás canalizado, diretamente ou através de concessões. A Gasmig está sob o controle indireto de Minas Gerais, através da posição acionária majoritária mantida pela CEMIG na Gasmig. A Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior de Minas Gerais (SEDECTES) é um órgão do governo do estado, e em Minas Gerais, ela exerce a função de reguladora dos serviços de distribuição do gás canalizado. A SEDECTES é, além disso, responsável pela promoção de desenvolvimento sustentável em Minas Gerais.

O Governo do Estado de Minas Gerais, na condição de acionista controlador indireto da Gasmig e, ao mesmo tempo, regulador do serviço público, por meio da SEDECTES, tem a autoridade para direcionar esforços e investimentos da Companhia em conformidade com seus próprios interesses, políticos, econômicos ou sociais, os quais podem ter um impacto negativo sobre o equilíbrio econômico da concessão.

Riscos Relacionados ao Brasil

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

O ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar historicamente, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam a afetar a confiança dos investidores e a do público em geral, o que resultou em desaceleração econômica e maior volatilidade nos títulos emitidos por empresas brasileiras. A economia brasileira continua sujeita aos efeitos do processo de impeachment contra a ex-presidente Dilma Rousseff. Em 31 de agosto de 2016, após julgamento pelo Senado, a ex-presidente Dilma Rousseff foi formalmente impugnada. O então vice-presidente, Michel Temer, assumiu o cargo de presidente do Brasil e foi sucedido pelo presidente Jair Messias Bolsonaro, cujo mandato teve início em 1º de janeiro de 2019. O presidente do Brasil tem poder para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo o nosso.

Além disso, os mercados brasileiros vêm experimentando uma maior volatilidade devido às incertezas derivadas da Operação Lava Jato em andamento, e outras investigações similares, que estão sendo conduzidas pela Procuradoria Federal e seu impacto na economia e no ambiente político brasileiro. Tais eventos poderiam fazer com que o valor de negociação de nossas ações, preferenciais e ordinárias, de nossas ADSs preferenciais e ordinárias, e nossos outros títulos fossem reduzidos, afetando negativamente nosso acesso aos mercados financeiros internacionais. Além disso, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos, incluindo as próximas eleições a nível federal e estadual, que viessem a afetar a economia brasileira pode fazer com que reavaliássemos nossa estratégia.

O Governo Federal exerceu, e continua exercendo, influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre os nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e prospectos.

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como outros fatores, incluindo, sem limitação:

• flutuações da taxa de câmbio;

• inflação;

• variações das taxas de juros;

• política fiscal;

• demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;

• liquidez dos mercados internos de capitais e empréstimos;

• desenvolvimento do setor de energia;

• controles de câmbio e restrições às remessas no exterior; e/ou

• limites ao comércio internacional.

A incerteza sobre se o Governo Federal implementará mudanças de política ou regulação que afetem esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para a maior volatilidade nos mercados de valores mobiliários brasileiros e títulos emitidos por empresas no exterior. As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, podem gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos também enfrentar aumento de custos.

A estabilidade do Real, moeda brasileira, é influenciada pelo seu relacionamento com a inflação, com o Dólar norte-americano e a política cambial do Governo Federal. Nossos negócios podem ser adversamente afetados por qualquer volatilidade recorrente que afete nossas contas a receber e obrigações relacionadas à moeda estrangeira, bem como aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

A moeda brasileira passou por grandes momentos de volatilidade no passado. O Governo Federal implementou vários planos econômicos e utilizou uma gama de mecanismos de controle cambial, inclusive desvalorizações repentinas, periódicas com variações diárias a mensais, flutuação e controle do câmbio e câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações entre o Dólar norte-americano e o Real brasileiro e demais moedas. Em 31 de dezembro de 2018, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano era de R$ 3,8804 para US$1. Não há garantia de que o Real não se depreciará ou se valorizará em relação ao Dólar norte-americano no futuro.

A instabilidade do Real brasileiro/Dólar norte-americano. A taxa de câmbio do Dólar pode ter um efeito material adverso sobre nós. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano e a outras principais moedas estrangeiras pode criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, afetando negativamente o crescimento da economia brasileira e, consequentemente, o nosso. A depreciação do Real pode causar um aumento nos custos financeiros e nos custos operacionais, já que temos obrigações de pagamento no âmbito de contratos de financiamento e importação indexados às flutuações cambiais. Além disso, a depreciação do Real pode causar pressão inflacionária que resultaria em aumentos abruptos na taxa de inflação, o que aumentaria nossos custos e despesas operacionais, bem como afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou perspectivas.

Geralmente, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para protegê-los contra o risco de aumento das taxas de juros. Podemos contrair despesas adicionais à medida que essas taxas flutuantes aumentam. Além disso, à medida que refinanciarmos nossa dívida nos próximos anos, a composição de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixas e flutuantes, à relação de curto prazo com a dívida de longo prazo e às moedas em que nossa dívida está denominada ou indexada. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem elevações nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, podendo ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e preço de mercado de nossas ações.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do Real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA, as taxas de inflação anuais brasileiras em 2016, 2017 e 2018 foram 6,29%, 2,95% e 3,75% 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, podem acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e condição 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 podem restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que podem prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais, ADSs de ações ordinárias e outros títulos.

Riscos Relacionados às Ações Preferenciais e Ordinárias, e ADSs Preferenciais e 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 Federal, 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 norte-americano e outras moedas no futuro. Essa instabilidade poderá afetar adversamente o equivalente em Dólares norte-americanos o 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 o “Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio”.

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

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa Companhia. 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 energético 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 o refinanciamento de 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 podem 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 pode 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 2018, a Bolsa de Valores de São Paulo (Brasil, Bolsa, Balcão S.A ou B3), a única bolsa de valores do Brasil na qual nossas ações são negociadas, teve capitalização anual de aproximadamente R$ 3,49 trilhões e média diária de volume de negociações de aproximadamente R$ 12,19 bilhões.

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 B3 (a principal bolsa de valores brasileira), pela Lei das Sociedades por Ações nº 6.404/76 e pelas normas expedidas pela CVM. Essas regulamentações podem diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa Companhia tivesse sido constituída com jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova Iorque, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Além disso, 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, podem também ser diferentes no Brasil em comparação 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 podem prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

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

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

Todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados predominantemente 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 seja executada no Brasil, a parte que solicita a execução precisaria ser reconhecida perante os tribunais brasileiros (na medida em que os tribunais brasileiros possam ter jurisdição), e esses tribunais aplicariam tal sentença sem qualquer novo julgamento ou reexame do mérito da ação original somente se tal sentença tiver sido previamente ratificada pelo STJ, de acordo com os artigos 216-A a 216-X do Regimento Interno do

STJ (RISTJ), introduzidos pela Emenda Regimental nº 18/2014. Não obstante o acima exposto, não se pode garantir que a ratificação será obtida.

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

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares norte-americanos do Brasil a outros países para pagamentos de dividendos, ou 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. Após esse período, o investidor poderá não ser capaz de obter e remeter dólares norte-americanos ao exterior mediante a venda de nossas ações ordinárias/preferenciais ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias/preferenciais, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro ou registros de investimento nos termos da Resolução CMN nº 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, que habilita investidores estrangeiros registrados a comprar e vender em bolsa de valores brasileira. Se o investidor não obtiver um certificado de registro ou registro nos termos da Resolução nº 4.373/2014, o investidor estará geralmente sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos com relação às nossas ações ordinárias.

Se um investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, o investidor poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de solicitação, o que poderia atrasar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relacionadas a nossas ações ordinárias ou à devolução de seu capital em tempo hábil. O certificado de registro do depositário ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido por um investidor pode ser afetado por futuras mudanças legislativas e restrições adicionais aplicáveis ao investidor, e a alienação das ações ordinárias/preferenciais subjacentes ou o repatriamento do produto da alienação podem ser impostas no futuro.

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 com o custodiante e basear-se 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.

Um investidor de nossas ações ordinárias e ADSs poderia não conseguir exercer direitos de preferência e tag-along em relação a ações ordinárias.

Os investidores norte-americanos de ações ordinárias e ADSs podem não ter as condições para exercer os direitos de preferência e *tag-along* que são relacionados com as ações ordinárias, a menos que esteja em vigor uma declaração de registro em conformidade com o US Securities Act de 1933, e suas alterações, ou o Securities Act, relacionada a tais direitos ou que tenha sido obtida uma isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a protocolar uma declaração de registro com relação a nossas ações ordinárias referentes a tais direitos, e não podemos assegurar que iremos protocolar tal declaração de registro. A menos que protocolemos uma declaração de registro ou que tenha sido obtida uma isenção de registro, um investidor de ADR poderia receber somente o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o investidor de ADR receberá apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o detentor de ADRs não receberá valor algum por eles.

As sentenças de tribunais brasileiros referentes às nossas ações serão pagas apenas em Reais.

Se forem ajuizados processos nos tribunais do Brasil, visando executar obrigações referentes às nossas ações ordinárias, não seremos obrigados a quitar quaisquer obrigações em outra moeda que não seja o Real (R$). No Brasil, em conformidade com as limitações brasileiras de controle de câmbio, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda que não seja o Real (R$), somente poderá ser cumprida em moeda brasileira, à taxa de câmbio determinada pelo Banco Central em vigor na data em que a sentença é proferida, e tais valores serão então reajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva do pagamento. Assim, a taxa de câmbio prevalecente pode não propiciar

aos investidores não-brasileiros uma plena compensação por eventuais reivindicações decorrentes de, ou relacionadas com as nossas obrigações referentes às nossas ações ordinárias.

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

Em consequência da emissão de novas ações, 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 ser votadas por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de 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. Quando não houver tempo hábil para enviar o 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.

Emissões de ações futuras podem diluir as participações de atuais detentores de nossas ações ordinárias ou ADSs e poderiam afetar significativamente o preço de mercado de tais títulos.

Podemos, no futuro, decidir oferecer ações adicionais para aumentar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações poderia reduzir a participação proporcional e os direitos de voto dos detentores de nossas ações ordinárias e ADSs, assim como nossos ganhos e o valor patrimonial líquido por ação ordinária ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs de nossa parte ou de parte de nossos principais acionistas, ou a percepção de que tal oferta seja iminente, poderia ter um efeito adverso sobre o preço de mercado de tais títulos.

O governo brasileiro pode determinar que a tributação de ADSs de Detentores Não Residentes deve ser paga no Brasil.

Em conformidade com o Artigo 26 da Lei nº 10.833/03, 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. Atualmente, a Companhia entende que ADSs não constituem propriedade localizada no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à tributação brasileira retida na fonte; no entanto, as Autoridades Tributárias brasileiras podem tentar determinar a jurisdição brasileira, com o pagamento de imposto de renda no Brasil no caso de Detentores Não-Residentes.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Contexto Histórico Organizacional

A CEMIG iniciou suas atividades em Minas Gerais em 22 de maio de 1952, como uma sociedade por ações de economia mista (*a state-controlled mixed capital company)*, 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. O nome completo da empresa é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, e é sediada na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

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: CEMIG Geração e Transmissão S.A., aqui designada como CEMIG GT, e CEMIG Distribuição S.A., aqui designada como CEMIG D, que foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão e distribuição de energia, respectivamente.

As primeiras três usinas hidrelétricas construídas pela CEMIG foram comissionadas na década de 1950 – Tronqueiras, Itutinga e Salto Grande.

Em 1960, a CEMIG iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia. Durante o mesmo período, foi formado o Consórcio Canambra, composto por um grupo de técnicos canadenses, americanos e brasileiros, que realizou, entre 1963 e 1966, a identificação e avaliação do potencial hidrelétrico de Minas Gerais. Este estudo, alinhado ao conceito de desenvolvimento sustentável, revolucionou o enfoque da construção de usinas no Brasil e definiu quais projetos poderiam ser desenvolvidos para suprir futuras necessidades de energia.

Na década de 1970, a CEMIG 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 CEMIG comissionou a Usina Hidrelétrica São Simão, sua maior hidrelétrica na época. Na década de 1970, o Estado de Minas Gerais registrou avanços significativos na transmissão com a construção de 6.000 km de linhas de transmissão.

Na década de 1980, uma parceria entre a CEMIG, a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) e o Governo Federal lançou o Programa Minas-Luz, para expandir o atendimento a populações de baixa renda em áreas rurais e subúrbios urbanos, incluindo as favelas. A usina hidrelétrica de Emborcação, no rio Paranaíba, entrou em operação em 1982. Na época, era a segunda maior usina hidrelétrica da Companhia, que, em conjunto com a de São Simão triplicou a sua capacidade de geração. Em 1983, a CEMIG estabeleceu a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento de uma política específica de proteção ambiental. Isso permitiu a pesquisa de fontes alternativas de energia, como energia eólica e solar, biomassa e gás natural, que se tornaram foco de nossos projetos de pesquisa.

A subsidiária Gasmig foi constituída em 1986, com a finalidade de distribuir gás natural. Em 18 de setembro de 1986, a CEMIG alterou sua denominação de Centrais Elétricas de Minas Gerais para Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, para refletir a expansão de sua área de atuação, incluindo múltiplas fontes de energia. Ao final da década de 1980, a CEMIG distribuía energia para 96% do território do Estado de Minas Gerais, de acordo com a ANEEL, agência regulatória.

No ano 2000, a CEMIG foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo desde então. A CEMIG vê isso como uma confirmação de sua dedicação ao equilíbrio entre os três pilares da sustentabilidade corporativa: econômico, ambiental e social.

No ano de 2001, as ADRs da CEMIG representando suas ações preferenciais foram reclassificadas passando a integrar o Nível 2 na Bolsa de Valores de Nova York.

No ano de 2004, a CEMIG: o novo marco regulatório brasileiro entrou em vigor – com seu principal requisito a "desverticalização" das atividades de distribuição, geração e transmissão da CEMIG. No início de 2005, em virtude do processo de desverticalização, a CEMIG passou a ser organizada como uma holding, com duas subsidiárias integrais: A CEMIG Distribuição S.A. e a CEMIG Geração e Transmissão S.A.

Em 2006, a CEMIG começou a operar em outros estados, com a aquisição de uma participação significativa na Light S.A. (“Light”), cuja concessão está localizada no estado do Rio de Janeiro, e na Transmissoras Brasileiras de Energia (“TBE”), proprietária de linhas de transmissão no Norte, Centro-Oeste e Sul do Brasil.

Em 2008, a CEMIG iniciou sua participação no projeto de geração da UHE Santo Antônio no rio Madeira.

Em abril de 2009, a CEMIG GT adquiriu a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”). Em maio de 2013, ampliou sua participação no segmento de transmissão de energia com a aquisição de participações em cinco outras empresas de transmissão. Dessa forma, a CEMIG aumentou de 5,4% para 12,6% sua participação no mercado de transmissão de energia.

Em 2011, a CEMIG GT expandiu sua participação em ativos relevantes de geração e transmissão, incluindo a aquisição, pela Amazônia Energia S.A. (da qual a CEMIG e a Light possuem, respectivamente, 74,5% e 25,5% do capital total) de 9,77% da Norte Energia S.A. (“NESA”), proprietária da concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, estado do Pará. A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas atividades totais e acrescentou 280 MW à capacidade total de geração da Light. Também em 2011, a CEMIG adquiriu uma participação majoritária na Renova Energia S.A. (“Renova”), que há mais de uma década atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”), e parques eólicos.

Em 2015, foi concluída a associação entre a Vale S.A. ("Vale") e a CEMIG GT constituindo a Aliança Geração de Energia ("Aliança"). As duas empresas subscreveram ações emitidas pela Aliança que foram pagas através de participações detidas nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga; mais uma participação de 100% nas seguintes SPEs de geração eólica: Central Eólica Garrote Ltda., Central Eólica Santo Inácio III Ltda., Central Eólica Santo Inácio IV Ltda. e Central Eólica São Raimundo Ltda. A CEMIG GT venceu a concessão do Lote D no Leilão ANEEL nº 012/2015, para determinação de concessões para usinas hidrelétricas sob regime de alocação de capacidade de geração e garantias de aproveitamento físico. O lote D é composto por 13 usinas anteriormente pertencentes à CEMIG e mais cinco usinas pertencentes à Furnas Centrais Elétricas S.A. A capacidade instalada de geração agregada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias, controladas em conjunto e associadas da CEMIG, durante o exercício de 2016:

Contratos de Concessão para 18 Usinas de Geração

Em 5 de janeiro de 2016, a CEMIG GT assinou os contratos de concessão para a operação de 18 usinas de geração (699,57 MW de capacidade de geração total instalada), adquiridas pela CEMIG GT por R$ 2,216 bilhões, em decorrência do Leilão ANEEL nº 012/2015.

Permuta das Debêntures Participativas da AGC Energia por ações da CEMIG

Em 03 de março de 2016, a BNDES Participações ("BNDESPar") permutou a totalidade das debêntures objeto da Escritura da 1ª Emissão Privada de Debêntures Perpétuas, Participativas, Não Conversíveis, Permutáveis, da Espécie com Garantia Real, em série única, da AGC Energia por 54.342.992 ações ordinárias e 16.718.797 ações preferenciais emitidas pela CEMIG, e anteriormente de titularidade da AGC Energia. Após a referida permuta, a participação da BNDESPAR no capital ordinário e preferencial na CEMIG – que, em 02 de março de 2016, totalizava 0% de ações ordinárias e 1,13% de ações preferenciais – passou a corresponder a 12,9% e 3,13%, respectivamente. Desta forma, a participação da BNDESPar no capital total da CEMIG que representava 0,75%, passou a corresponder a 6,4%.

Alienação da participação acionária na Transchile

A CEMIG celebrou, em 12 de setembro de 2016, um contrato para a alienação da totalidade de sua participação societária vinculada à Transchile Charrúa Transmisión S.A. correspondente a 49% do capital total, para a Ferrovial Transco Chile SpA., empresa controlada pela Ferrovial S.A., pelo valor de US$ 57 milhões. Esta transação foi concluída em 6 de outubro de 2016.

Grupo Renova:

Em 2 de fevereiro de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou um aumento de capital da Renova, no qual participaremos por meio da CEMIG GT, que aprovou a alocação de até R$ 240 milhões.

Em 1º de abril de 2016, a Renova cancelou a compra e venda de ações para a venda do projeto ESPRA ("Acordo ESPRA") de propriedade da Renova à Terraform Global, Inc. ("Terraform Global"), por meio de um acordo entre as partes, mediante pagamento de uma taxa de cisão no valor de US$ 10 milhões para a Renova. Desta forma, os projetos ESPRA (três PCHs) contratadas nos termos do PROINFA, com capacidade instalada de 41,8MW, permanecerão no âmbito da Renova e voltarão a compor a sua carteira de ativos operacionais.

Em 14 de junho de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou o cancelamento do contrato de compra de energia celebrado entre a Renova Comercializadora de Energia S.A. ("Renova Trading"), e a CEMIG GT referente ao fornecimento de 25 parques eólicos na região de Jacobina, estado da Bahia, com 676,2 MW de capacidade instalada, a entrar em operação em 1º de janeiro de 2019. O Conselho de Administração da Renova aprovou um adiantamento de R$ 118 milhões para o suprimento futuro de energia contratada nos termos do contrato entre a Renova Trading e a CEMIG GT. O Contrato que foi celebrado em 2013, prevê que as partes efetuem antecipações ou postergações do pagamento da energia, que é objeto do contrato.

A CEMIG aumentou seu capital da Renova, através da CEMIG GT. Esse aumento de capital foi ratificado em 21 de junho de 2016, por um valor total de R$ 280 milhões (R$ 240 milhões pela CEMIG e R$ 40 milhões pela Light Energia S.A.), mediante a emissão de 42.042.219 ações ordinárias e 165 ações preferenciais, subscritas e integralizadas pelo preço de emissão de R$ 6,66 por ação (ordinária ou preferencial) e R$ 19,98 por unit.

Investimento na Renova – Perdas por redução ao valor recuperável de ativos disponíveis para a venda

Contrato de opção de venda

Em 18 de setembro de 2015, foi celebrado um contrato de opção de venda em que, em ou após 31 de março de 2016, a Renova teria a opção de vender até 7 milhões das ações da TerraForm Global para a SunEdison Inc ("SunEdison").

O preço de venda das ações foi estipulado em R$ 50,48 por ação, enquanto a SunEdison, a seu critério, tinha o direito de pagar US$ 15 por ação ao invés de R$ 50,48. O contrato estabelece também opção de compra pela SunEdison das mesmas sete milhões de ações com as mesmas características acima mencionadas.

A Renova notificou a SunEdison e a TerraForm Global sobre sua intenção de exercer sua opção de vender 7.000.000 de ações da TerraForm Global, nos termos especificados no contrato, o que foi divulgado publicamente pela Renova em 18 de setembro de 2015.

Em 21 de abril de 2016, a SunEdison entrou com um pedido de recuperação judicial nos Estados Unidos. Em 1 de junho de 2016, findou-se o prazo para pagamento da opção pela SunEdison.

A Renova precificou a opção considerando o modelo matemático de Black-Scholes-Merton e a expectativa futura da taxa de câmbio, bem como o risco de crédito.

No primeiro semestre de 2016, a Renova reconheceu uma perda de R$ 111 milhões, resultando na mudança no valor justo da opção, considerando o risco de crédito. Além disso, reconheceu uma perda de R$ 63 milhões relacionada ao vencimento da opção e entrou com processo arbitral requerendo, dentre outras demandas, indenização pelas perdas. Em 26 de maio de 2017, a Renova e a Terraform Global celebraram um acordo no qual as partes concordam em encerrar o processo de arbitragem mediante compensações de US$15 milhões à Renova. Na mesma data, a Renova celebrou um Contrato de Compra de Ações para vender sua participação na TerraForm Global à Orion US Holding 1 L.P., veículo da Brookfield Asset Management ("Brookfield"). O preço de aquisição foi de US$ 92,8 milhões, pagos à Renova em dinheiro.

Investimento na Terraform Global – precificação das ações

A Renova também registrou uma perda no 1º trimestre de 2016, no valor de R$ 272 milhões em função da volatilidade negativa do período na cotação das ações da Terraform, na qual a Renova possui participação de 11,65%, avaliada com base no valor das ações no mercado.

O impacto para a CEMIG é proporcional a sua participação de 34,2% na Renova naquela época, avaliada pelo método de equivalência patrimonial no montante de R$ 93 milhões.

Adiantamentos à Renova sob Contrato de Compra de Energia

Em dezembro de 2015, a CEMIG GT efetuou um adiantamento à Renova Comercializadora de Energia S.A. no valor de R$ 60 milhões para a compra futura de fornecimento de energia sob o Contrato de Compra de Energia entre a CEMIG GT e a Renova Comercializadora de Energia S.A. em 2014 (o "Contrato de Compra de Energia"). O valor devido seria liquidado pela entrega do fornecimento de energia, iniciado em janeiro de 2017, nas quantidades especificadas no Contrato de Compra de Energia.

Em junho de 2016, a CEMIG GT efetuou outro adiantamento à Renova Comercializadora de Energia S.A. no valor de R$ 94 milhões no âmbito do Contrato de Compra de Energia. Os recursos desses dois primeiros adiantamentos foram alocados no pagamento, ao Banco do Brasil, dos juros das debêntures de responsabilidade da Renova. O valor devido será liquidado pela entrega do suprimento de energia, a partir de janeiro de 2020, nas quantidades especificadas no Contrato de Compra de Energia.

Em junho de 2016, a Renova Comercializadora de Energia S.A. também firmou um contrato de garantia de 100% das ações da Enerbrás S.A. e 100% das ações das empresas de propósito específico da Fase B do Projeto Alto Sertão III em nome da CEMIG GT. Além disso, foi também outorgada uma opção de compra em favor da CEMIG GT que permitirá à CEMIG GT converter o valor total adiantado em participação acionária de 100% das ações da Enerbrás S.A. O exercício da opção de compra depende da aprovação do Banco do Nordeste do Brasil S.A., da ANEEL e da autoridade brasileira de defesa da concorrência, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE").

Em 6 de setembro de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou um adiantamento de R$ 118 milhões pela CEMIG GT à Renova para futura contratação de energia no âmbito do Contrato de Compra de Energia entre a Renova Comercializadora de Energia S.A. e a CEMIG GT, assinado em 2013.

O acordo proveu que as partes optassem por fazer pagamentos antecipados de energia. Os pagamentos foram destinados prioritariamente ao projeto Alto Sertão III, bem como para suprir outras necessidades da Renova. O montante devido será liquidado mediante fornecimento de energia, nos valores especificados no contrato, a partir de maio de 2021.

De 1º de janeiro de 2018 até a data deste relatório anual, a CEMIG GT efetuou pagamentos antecipados no valor de R$ 175,8 milhões à Renova, referentes ao fornecimento futuro de energia com vencimento entre abril de 2018 e novembro de 2019. Esses adiantamentos são ajustados ao valor presente a uma taxa de desconto de 155% do CDI, a taxa dos Certificados de Depósito Interbancários (CDI), ou "Taxa CDI".

Ajuste referente à redução ao valor recuperável (impairment) em investimentos

Em 2016, a CEMIG GT registrou um ajuste por redução no valor de investimentos de R$ 763 milhões referente ao seu investimento na Renova. A Renova sofreu perdas num total de R$ 1.101 milhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2016; possuía um capital de giro negativo de R$ 3.211 milhões em 31 de dezembro de 2016 e apresentava geração de fluxo de caixa negativo. As principais razões para estes dados financeiros negativos foram: (i) compras de energia que a Renova foi obrigada a efetuar para cumprir compromissos assumidos anteriormente devido ao atraso da entrada em operação de certos parques eólicos; (ii) investimentos substanciais que a Renova realizou na construção da usina eólica do Alto Sertão III; (iii) um atraso na obtenção de financiamento de longo prazo junto ao BNDES; (iv) descumprimento, por parte da Renova de determinadas *covenants* e não obtenção da aprovação por parte de credores em 2016, o que resultou em certas dívidas de longo prazo passarem a ser classificadas como Passivo Circulante; e (v) perdas resultantes da operação da Terraform. Além disso, atualmente a Renova estava em atraso em certos pagamentos e em negociações com credores referentes a vários contratos. Em decorrência disto, visando reequilibrar sua liquidez e sua estrutura de geração de caixa, a administração da Renova vem adotando diversas medidas, tais como a venda de ativos, a redução da estrutura administrativa e operacional, bem como de custos administrativos, um maior comprometimento dos acionistas com o apoio financeiro, contratação de financiamentos de longo prazo junto ao BNDES, iniciando projetos de equalização de fluxo de caixa e buscando o consentimento dos credores para reclassificar certos débitos de curto prazo como passivos não circulantes.

TAESA

Em 13 de abril de 2016, a TAESA foi a vencedora da disputa pelo Lote P do Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 013/2015, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). O Lote P é composto por 90 km de linhas de transmissão e duas subestações no Estado de Tocantins. A ANEEL concedeu à TAESA o direito de explorar as concessões por 30 anos. A TAESA não ofereceu desconto em relação ao Lote 'P' RAP definido pela ANEEL no edital do leilão, garantindo uma receita inicial de R$ 56 milhões.

Em 31 de agosto de 2016, o Conselho de Administração da CEMIG autorizou a monetização de até 40.702.230 units da TAESA correspondentes a 40.702.230 ações ordinárias e 81.404.460 ações preferenciais da TAESA, de propriedade da CEMIG.

Em 24 de outubro de 2016, a TAESA liquidou sua oferta restrita ("Oferta Restrita") de 65.702.230 units (sendo cada unit evidenciada pelo Certificados de Depósito de Ações, cada uma representando uma ação ordinária e duas ações preferenciais em circulação) ("Units") oferecidas e vendidas pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu ("FIP Coliseu") e CEMIG. A Oferta Restrita foi uma oferta secundária, com esforços restritos de colocação de 65.702.230 units pertencentes aos Acionistas Vendedores, sendo 25.000.000 units pertencentes à FIP Coliseu e 40.702.230 units pertencentes à CEMIG, a um preço por unit de R$ 19,65.

Em 27 de dezembro de 2016, a TAESA recebeu a notificação enviada pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu e pelo Fundo de Investimento em Ações Taurus (em conjunto, "Vendedores"), informando a celebração de um Contrato de Compra de Ações com a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ("Contrato" e "Comprador", respectivamente) para a venda da totalidade de suas participações acionárias vinculadas ao bloco de controle da TAESA, representando, conjuntamente, 26,03% das ações ordinárias e 14,88% do capital total da TAESA, pelo valor total de R$ 1.056 milhão.

Em 13 de junho de 2017, a TAESA recebeu um aviso da ISA Investimentos e Participações do Brasil S.A. ("ISA Brasil") referente à venda das ações ordinárias vinculadas ao bloco de controle da TAESA detidas pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu e pelo Fundo de Investimento em Ações Taurus (juntos, os "Vendedores"), conforme o Contrato. De acordo com os termos e condições do Contrato, os Vendedores venderam um total de 153.775.790 ações ordinárias, representando 26,03% do capital votante e 14,88% do capital total da TAESA. Essas ações foram transferidas para a ISA Brasil pelo valor total de R$ 1.019 milhão.

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas à CEMIG, subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2017:

Aumento de Capital da Renova

A CEMIG GT aumentou sua participação na Renova no montante de R$ 56 milhões através de um aumento de capital que foi ratificado em 21 de junho de 2017, no valor total de R$ 112,8 milhões por meio da emissão de 50.888.993 ações ordinárias e 5.492.938 ações preferenciais, subscritas e integralizadas ao preço de emissão de R$ 2 por ação (ordinária ou preferencial) e R$ 6 por unit.

Negociações com a Brookfield Energia Renovável S.A referentes à Renova

Em 4 de julho de 2017, a Renova e a Light receberam uma oferta não vinculante da Brookfield Energia Renovável S.A. ("Brookfield") pela capitalização da Renova e aquisição da participação societária na Renova detida pela Light Energia S.A. ("Light Energia"), uma subsidiária da Light.

Em 17 de julho de 2017, o Conselho de Administração da CEMIG GT aprovou e também recomendou a seus representantes na reunião do Conselho de Administração da Renova, realizada na mesma data, a aprovação, a concessão de exclusividade à Brookfield para *due diligence* e negociação dos documentos finais para subscrição primária de capital na Renova e venda da participação acionária detida pela Light Energia na Renova, conforme proposto na oferta não-vinculante. Essa exclusividade foi concedida por um período de 60 dias corridos a partir de 17 de julho de 2017 e foi prorrogada até 17 de outubro de 2017.

Em 12 de novembro de 2017, a Renova recebeu uma proposta vinculante da Brookfield para aporte primário na Renova. Esta proposta foi aceita pelo Conselho de Administração da Renova em 24 de novembro de 2017.

Venda do complexo eólico de Alto Sertão II pela Renova

Em 3 de agosto de 2017, a Companhia Renova, afiliada à CEMIG GT, concluiu a venda para a AES Tietê Energia ("AES Tietê") da totalidade da participação da Renova na Nova Energia Holding S.A. ("Nova Energia"), que, através da Renova Eólica Participações S.A. ("Renova Eólica"), possui o Complexo Eólico Alto Sertão II (o "Complexo"). O valor base de aquisição ("o Preço de Aquisição") foi R$ 600 milhões e a AES Tietê além disto, assumiu as dívidas do Complexo Alto Sertão II, que totalizava R$ 1,15 bilhão em 31 de dezembro de 2016. O Preço de Aquisição foi ajustado com base em certas variações do capital de giro e da dívida líquida do Complexo. Ele pode também ser elevado em até R$ 100 milhões a título de *earn-out*, dependendo da performance apurada do Complexo no período de cinco anos a contar da conclusão da transação. A parcela totalizando R$ 364,6 milhões do Preço de Aquisição foi utilizada para amortização extraordinária de debêntures da Terceira Emissão de Debêntures Não Conversíveis da Renova (quirografária, com garantia adicional real, em série única, para distribuição pública, com esforços restritos), liquidando a totalidade do saldo pendente do principal e juros remuneratórios devidos pela Renova conforme tal emissão.

Alienação de ações da TerraForm Global Inc.

Em 26 de maio de 2017, a Renova celebrou um Acordo de Aquisição de Ações para vender sua participação na TerraForm Global Inc. para a Orion US Holding 1 L.P., um veículo da Brookfield Asset Management ("Brookfield"). O preço da aquisição foi fixado em US$ 92,8 milhões pagos à Renova em dinheiro. Além disto, na mesma data, a Renova e a Terraform Global firmaram um acordo segundo o qual as partes realizaram determinados procedimentos de arbitragem, mediante pagamento de uma compensação à Renova de US$ 15 milhões. A transação foi concluída em 3 de julho de 2017.

A administração da Renova declarou que a transação está alinhada com sua nova estratégia direcional, cujas metas são: (i) a restauração do equilíbrio da sua estrutura de capital; e (ii) a sustentabilidade do negócio no longo prazo.

Decisão sobre alienação de participação na Light

Em 21 de junho de 2017, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu dar início ao processo de alienação da totalidade da sua participação no capital acionário da Light S.A. ("Light") e no dia 14 de julho de 2017, a Rio Minas Energia Participações S.A. ("RME") e a Luce Empreendimentos e Participações S.A. ("Lepsa") tomaram formalmente a decisão de iniciar o processo de alienação da totalidade da participação que possuíam na Light. Com isto, foi formalizada a decisão conjunta da CEMIG, da RME e da Lepsa de alienarem a totalidade do bloco de participação de controle na Light, compreendendo uma participação conjunta de 52,12% do capital acionário da Light.

Transferência de Companhias de transmissão para a TAESA

Em 13 de julho de 2017, a CEMIG GT firmou um acordo referente a uma reestruturação societária envolvendo a transferência para a TAESA das participações acionárias detidas pela CEMIG nas seguintes Companhias detentoras de concessões de serviço público de transmissão de energia (todas, em conjunto, denominadas as "Companhias Transmineiras"): Companhia Transleste de Transmissão S.A. ("Transleste"), Companhia Transudeste de Transmissão S.A. ("Transudeste") e Companhia Transirapé de Transmissão S.A. ("Transirapé").

O valor inicial da transação foi de cerca de R$ 76 milhões, pagáveis na data de fechamento da operação. Esse valor foi sujeito a ajustes conforme: (i) variação acumulada da inflação medida pelo IPCA de 1º de janeiro 2017, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data da assinatura do contrato; e (ii) variação acumulada resultante da aplicação de 100% da taxa CDI, desde a data da assinatura, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data de fechamento, e era sujeito ao desconto de quaisquer montantes de dividendos e/ou juros sobre capital próprio declarados em 1º de janeiro de 2017 (inclusive) pelas Companhias Transmineiras em favor da CEMIG GT, estejam pagos ou não, até a data de fechamento, devidamente atualizados pela variação acumulada da inflação medida pelo IPCA desde a data do pagamento até o dia imediatamente anterior à data do fechamento.

Em conformidade com os termos do contrato, uma parcela posterior, com valor máximo de R$ 11,7 milhões, pode ser dividida entre a TAESA e a CEMIG GT se as Companhias Transmineiras obtiverem uma decisão favorável em certos processos que estão em andamento. Esse valor deverá ser atualizado pela variação acumulada resultante da aplicação de 100% da taxa CDI de 1º de janeiro de 2017, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data do pagamento.

Após a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), da agência reguladora do setor elétrico (ANEEL) e dos bancos financiadores, em 30 de novembro de 2017, a CEMIG concluiu a reestruturação societária envolvendo a transferência para a TAESA das participações detidas pela CEMIG nas Empresas Transmineiras. O valor recebido pela CEMIG nessa Transação foi R$ 56 milhões – isto sendo o valor resultante da atualização monetária conforme: (i) a variação acumulada da inflação medida pelo IPCA, de 1º de janeiro de 2017, inclusive, até a data imediatamente anterior à assinatura do documento final de fechamento da Operação; e (ii) variação acumulada de 100% da taxa CDI na data da assinatura, inclusive, até a data imediatamente anterior à data do fechamento e após desconto de: quaisquer montantes de dividendos e/ou juros sobre capital próprio declarados em 1º de janeiro de 2017 (inclusive) pelas Companhias Transmineiras em favor da CEMIG, estejam pagos ou não, até a data do fechamento da operação, com atualização monetária segundo o IPCA da data do pagamento até o dia útil imediatamente anterior à data de fechamento da operação.

TAESA – Consórcio Columbia

Em 24 de abril de 2017, o Consórcio Columbia formado pela TAESA e pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") arrematou o Lote 1 no Leilão de Transmissão nº 5/2016, realizado pela ANEEL oferecendo R$ 267 milhões da Receita Anual Permitida ("RAP"). O projeto, que requer R$ 1.936 milhão em investimentos, compreende (i) as linhas de transmissão Guaíra–Sarandi, de 525 kV, com extensão de 266,3 quilômetros; (ii) as linhas de transmissão Foz do Iguaçu–Guaíra, com extensão de 173 quilômetros; (iii) as linhas de transmissão Londrina–Sarandi, com extensão de 75,5 quilômetros; e (iv) a linha Sarandi–Paranavaí Norte, de 230 kV, com extensão de 85 quilômetros, mais a construção e operação de três subestações (Guaíra, Sarandi e Paranavaí Norte), localizadas no Paraná. O prazo para execução da obra é de 60 meses e o início da operação comercial está agendado para agosto de 2022.

CEMIG vendeu 34 milhões de Units da TAESA

Em 24 de novembro de 2017, a CEMIG vendeu em leilão na bolsa B3 (o "Leilão") 34.000.000 de Units da TAESA (TAEE11) por R$ 21,10 por Unit. Isto reduziu a participação da CEMIG no capital social da TAESA de 31,54% para 21,68%. A CEMIG possui agora 218.370.005 ações ordinárias, o equivalente a 36,97% do total de ações ordinárias da TAESA e 5.646.184 ações preferenciais da TAESA, equivalente a 1,28% do total de ações preferenciais da TAESA. O bloco de controle da TAESA continua inalterado, pois as ações vendidas não estão vinculadas ao Acordo de Acionistas. Os recursos obtidos com a venda das ações foram mantidos em uma conta de garantia para honrar os compromissos da Companhia referentes à opção de venda concedida pela CEMIG aos acionistas da RME e da Lepsa.

Refinanciamento da dívida bancária da CEMIG

Em 2017, a CEMIG iniciou negociações com seus principais credores visando um refinanciamento da dívida bancária, num total de R$ 3,4 bilhões, a fim de refinanciar as dívidas de curto e médio prazos da CEMIG GT e da CEMIG D e para equilibrar os fluxos de caixa de curto e médio prazos da CEMIG. O reperfilamento da dívida envolveu a prorrogação dos cronogramas de amortizações, anteriormente com vencimentos entre 2017 e 2020, e a conversão do atual

endividamento em instrumentos com carência durante o ano de 2018 para amortização do principal e vencimentos finais em 2022.

Em dezembro de 2017, a CEMIG D concluiu o reperfilamento da sua dívida com uma emissão de títulos no mercado brasileiro no valor de R$ 1.575 milhão e aditivos aos contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R$ 500 milhões) e com a Caixa Econômica Federal – CEF (R$ 625 milhões). Quanto à CEMIG GT, foram efetuados aditivos aos contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R$ 741 milhões). No agregado, o reperfilamento da dívida bancária compreendeu cerca de R$ 3,4 bilhões. O novo endividamento da CEMIG D pagaria juros de 146,5% da variação do CDI (taxa de juros brasileira), enquanto o novo endividamento da CEMIG GT teria um custo de 140% da variação do CDI. A amortização do principal começou em janeiro de 2019, com 36 pagamentos mensais iguais para a CEMIG GT, e a amortização do principal começará em julho de 2019, com 36 parcelas mensais correspondentes a uma distribuição anual de 6,75% em 2019, 13,50% em 2020, 27 % em 2021, 11,25% e uma liquidação do valor residual de 41,50% em 2022 para a CEMIG D.

O Refinanciamento da Dívida Bancária não envolve uma redução do principal, e os novos contratos são de endividamento sênior com garantias reais. A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG GT é composta de um mecanismo de amortização antecipada obrigatória (*cash sweep*) na venda de ativos da CEMIG GT (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativos), compromisso de utilização dos recursos provenientes dos dividendos recebidos de algumas das subsidiárias da CEMIG e da CEMIG GT (TAESA, Aliança, CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A.), alienação fiduciária de 34,34% das ações preferenciais de emissão da Gasmig, e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R$ 125 milhões por mês durante a vigência da nova linha de crédito) e uma conta de garantia igual ao valor dos próximos três pagamentos devidos.

A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG D, compartilhada entre as debêntures locais, Caixa Econômica Federal - CEF e Banco do Brasil, é composta por: (i) um mecanismo de amortização antecipada obrigatória *(cash sweep*) nas vendas de ativos da CEMIG (35% de cada venda de ativos) e (ii) um compromisso de utilização dos recursos provenientes de certos recebíveis (R$ 400 milhões por mês durante o período de vigência da nova linha de crédito referente às debêntures locais e um contrato de crédito firmado com a Caixa Econômica Federal - CEF e outros recebíveis referentes aos contratos de crédito firmados com a Caixa Econômica Federal (CEF) e Banco do Brasil. Além disso, a garantia dos contratos de dívida firmados com o Banco do Brasil também inclui penhor de recebíveis (duplicatas). Há também uma garantia corporativa da CEMIG de refinanciamento da dívida bancária da CEMIG D e da CEMIG GT.

Aumento de Capital da CEMIG

Em 26 de outubro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG aprovou um aumento do capital acionário da Companhia através da emissão de novas ações, disponível para subscrição somente para os atuais acionistas da Companhia, com os seguintes termos e condições (o "Aumento de Capital"):

1. Montante do Aumento de Capital: até R$ 1 bilhão através da emissão de até 199.910.947 novas ações cada uma com valor nominal de R$ 5,00, ao preço de emissão de R$ 6,57, tanto para as ações ordinárias como para as preferenciais. A diferença entre o preço de emissão (R$ 6,57) e o preço nominal (R$ 5,00) foi alocado na conta de reserva de capital;

2. Novas ações: até 199.910.947 novas ações nominais (sendo até 66.849.505 ações ordinárias nominais e até 133.061.422 ações preferenciais nominais). As novas ações têm os mesmos direitos das ações de mesma classe, inclusive direitos relacionados a dividendos e/ou distribuições sobre o capital que possam ser anunciados pela Companhia.

3. Subscrição de novas ações: o Aumento de Capital foi implementado por meio de subscrição particular e os acionistas da CEMIG se qualificam para exercer direito de preferência na proporção de suas participações sociais, sendo 15,89% de nova ação para cada ação que possuírem no momento do fechamento do mercado em 25 de outubro de 2017.

4. Prazo para exercício do direito de preferência: o direito de preferência para a subscrição das novas ações foi exercido pelos acionistas entre 30 de outubro de 2017 e 29 de novembro de 2017.

5. Ações Remanescentes: Nem todas as novas ações emitidas foram subscritas; e os acionistas elegíveis para subscrever a sobra das ações remanescentes podem fazê-lo pelo mesmo preço e nas mesmas condições.

O Citibank, na qualidade de Banco Depositário dos ADRs, vendeu os direitos de preferência correspondentes somente no mercado brasileiro e, no dia 13 de dezembro de 2017, realizou uma distribuição do valor líquido dos recursos obtidos com essa venda (receita bruta das vendas, menos taxas e despesas), em dólares norte-americanos, aos acionistas de ADRs.

Em 21 de março de 2018, todas as ações remanescentes foram vendidas em um leilão público, resultando em recursos para o Aumento de capital de R$ 1,3 bilhão. Em 23 de abril de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou o Aumento de Capital e, consequentemente, a alteração do estatuto da CEMIG para refletir o novo valor de seu capital social totalizando R$ 7,294 bilhões, representado por 487.614.213 ações ordinárias e 971.138.388 ações preferenciais. A CEMIG não registrou o Aumento de Capital junto à *Securities and Exchange Commission* (SEC) dos EUA.

Leilão das concessões de geração da antiga CEMIG GT e Indenizações

As concessões das usinas hidrelétricas de Jaguara, São Simão, Miranda e Volta Grande, operadas pela CEMIG GT, expiraram em agosto de 2013, janeiro de 2015, dezembro de 2016 e fevereiro de 2017, respectivamente.

De acordo com os termos originais dos contratos de concessão das usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, a CEMIG GT acreditava que tinha o direito de renovar essas concessões e entrou com processos administrativos e judiciais solicitando a prorrogação dos contratos. Estes pedidos, entretanto, foram rejeitados pelo MME, que entendeu que a solicitação foi efetuada fora do período e em desacordo com as regras estipuladas na Lei nº 12.783/13.

Como parte da decisão judicial, em março de 2017 as liminares que mantiveram a CEMIG GT de posse e operação das concessões das usinas de Jaguara e Miranda foram revogadas. A CEMIG GT permaneceu no controle dos ativos e reconheceu as receitas com a venda de energia e os custos operacionais dos ativos até a data em que a liminar foi revogada. A partir desta data, a CEMIG GT cessou o reconhecimento de qualquer depreciação desses ativos e passou a reconhecer as receitas referentes à prestação de serviços de operação e manutenção das referidas usinas, de acordo com o regime de cotas previsto na Lei nº 12.783/13 (o "Regime de Cotas"). Conforme estipulado na Portaria nº 432/2015 do MME, a usina de São Simão foi operada sob o Regime de Cotas desde setembro de 2015.

Apesar dos processos judiciais em andamento envolvendo as usinas de São Simão, Jaguara e Miranda, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal licitou as concessões para as usinas de São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande. O contrato de concessão da usina de Volta Grande expirou em fevereiro de 2017. Essas usinas possuem capacidade total de geração de 2.922 MW, e o preço da concessão na oferta totalizou R$ 12.131 milhões. As entidades vencedoras desse leilão não são relacionadas à CEMIG.

Os novos contratos de concessão foram assinados em 10 de novembro de 2017, e nesta data foram prorrogados da seguinte forma os períodos nos quais a CEMIG GT foi contratada para continuar temporariamente a operar os ativos:

- Usina Volta Grande: até 30 de novembro de 2017;
- Usina Jaguara e Usina Miranda: até 28 de dezembro de 2017;
- Usina São Simão: até 09 de maio de 2018.

A Receita Anual de Geração ("RAG") dessas usinas em 2018 foi contabilizada no valor de R$ 136 milhões em 2018 (R$ 462 milhões em 2017 e R$ 319 milhões em 2016).

Em 3 de agosto de 2017, a portaria nº 291/17 do MME fixou em R$ 1.028 milhões a quantia a ser paga à CEMIG GT, pelo valor residual dos ativos de infraestrutura das usinas de São Simão e Miranda ao final do contrato, dos quais R$ 244 milhões se referem ao valor residual da Usina São Simão e R$ 784 milhões se referem ao valor residual da Usina Miranda – valores expressos em reais em setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente. Os valores vinham sendo ajustados pela Selic, taxa brasileira para títulos federais, e o ajuste total reconhecido em 2018 como receita operacional totalizou R$ 55 milhões (vide Notas 4, 15 e 26 das nossas demonstrações financeiras consolidadas). Em 31 de agosto de 2018, a CEMIG GT recebeu os valores de reembolso referentes aos ativos não amortizados ou depreciados anteriormente nos planos básicos das usinas hidrelétricas de São Simão e Miranda, conforme especificado na Portaria nº 291/2017 do MME. O valor total recebido foi de R$ 1.139 milhões.

O MME ainda não estabeleceu valores de indenização para as usinas de Jaguara e Volta Grande.

Em 31 de dezembro de 2018, os investimentos realizados após a entrada em operação das usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, nos montantes de R$ 174 milhões, R$ 2,7 milhões e R$ 23 milhões, respectivamente, estão registrados como ativos financeiros de concessão, e a determinação final dos valores a serem pagos à CEMIG GT está em discussão com o regulador. A Administração não espera perdas na realização desses valores.

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas à CEMIG, subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2018:

Grupo Renova:

Negociações com a Brookfield Energia Renovável S.A.

Em 23 de fevereiro de 2018, a Renova recebeu uma nova proposta vinculante da Brookfield, substituindo a oferta anterior de capitalização primária. Esta nova proposta previa a aquisição de todos os ativos do Completo do Alto Sertão III ("Complexo ASIII"), além de outros projetos em desenvolvimento com capacidade de geração total prevista de aproximadamente 1,1 GW.

Em 27 de fevereiro de 2018, o Conselho de Administração da Renova decidiu aceitar a oferta vinculante de 23 de fevereiro de 2018 da Brookfield para a aquisição do Complexo ASIII e de outros projetos de energia eólica em desenvolvimento. O Conselho de Administração da Renova também aprovou uma concessão à Brookfiled de um prazo de exclusividade de até 60 dias para a negociação.

Em 10 de maio de 2018, a Renova anunciou que havia encerrado negociações com a Brookfield envolvendo a venda do Complexo ASIII, uma vez que não havia sido alcançado um acordo sobre os termos finais para a transação.

Oferta da CEMIG para adquirir a participação da Renova na Brasil PCH/Chipley

Em 27 de março de 2018, a CEMIG fez uma oferta vinculante à Renova para a aquisição de 100% das ações da Chipley SP Participações S.A. ("Chipley") detidas pela Renova ou 51% das ações da Brasil PCH S.A. ("Brasil PCH") detidas pela Chipley. Em 3 de maio de 2018, o Conselho de Administração da Renova decidiu não aceitar a oferta vinculante recebida da CEMIG.

Negociações com a AES Tietê Energia S.A. com relação à Renova

Em 4 de dezembro de 2018, a Renova recebeu uma oferta vinculante (a "Oferta") da AES Tietê Energia S.A. para a aquisição de todas as suas participações nas empresas de propósito específico que compõem o complexo de geração eólica Alto Sertão III, juntamente com projetos de energia eólica totalizando aproximadamente 1,1 GW atualmente em desenvolvimento. Em reunião de 28 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração da Renova decidiu não aprovar a Oferta feita pela AES Tietê Energia S.A.

Em 21 de março de 2019, a Renova aceitou a proposta vinculante da AES Tietê Energia S.A. pela aquisição de todas as suas participações acionárias nas empresas de propósito específico do Complexo Eólico Alto Sertão III, atualmente em desenvolvimento. A transação para venda à AES do complexo eólico Alto Sertão III foi subdividida em: Fase A, com capacidade instalada de 438MW, por R$ 350 milhões; e Fase B, com 305 MW a serem construídos, por R$ 90 milhões, e uma opção de compra de até 1,1 GW de projetos eólicos em desenvolvimento, por até R$ 76 milhões. A transação também está sujeita a: (i) um eventual acréscimo de valor sob a forma de *earn-out*, caso o desempenho dos ventos da fase A exceda a referência assumida na negociação; (ii) uma redução no preço de aquisição da fase A em favor da compradora no valor de R$ 20 milhões por mês, em caso de atraso na data de fechamento da transação, prevista para 2 de maio de 2019.

Na mesma data, a Renova informou aos acionistas e ao mercado sobre as operações aprovadas pelo seu Conselho de Administração no intuito de solucionar suas principais dívidas:

- Reperfilamento das dívidas junto a partes relacionadas: R$ 768 milhões junto à CEMIG GT e R$ 253 milhões junto à Light Energia;

- Reperfilamento das dívidas bancárias com o CitiBank e o BTG Pactual, nos montantes de aproximadamente R$ 176 milhões e R$ 179 milhões, respectivamente.

A CEMIG GT também informou ao mercado, na presente data, a celebração do contrato de compra e venda de ações referente à aquisição pela CEMIG GT e Light Energia S.A., de até 7.282.036 ações de emissão da Renova, sendo 6.637.878 ordinárias e 644.158 preferenciais, nominativas e sem valor nominal, todas de titularidade de CG I Fundo de Investimento em Participações ("CG I") e de certas pessoas a ele relacionadas. O fechamento da aquisição de ações está sujeito ao cumprimento das condições usuais deste tipo de transação e ao fechamento dos atos da reestruturação financeira da Renova. Além disso, o Conselho de Administração da CEMIG GT aprovou, condicionado ao fechamento da aquisição de ações, a realização, pela CEMIG GT e pela Light Energia, de oferta pública de aquisição das ações em circulação de emissão da Renova, em data a ser oportunamente anunciada, em que será oferecido aos acionistas da Renova tratamento igualitário àquele conferido à CG I.

TAESA

TAESA – Leilão da Eletrobras

Em 27 de setembro de 2018, a TAESA apresentou propostas para os lotes L (Brasnorte), M (Transmineiras), N (ETAU) e P (Centroeste), objeto do Leilão Eletrobras nº 01/2018, realizado nessa data, referente a participações societárias nas Entidades de Propósito Específico ("SPEs") detidas pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A.("Eletrobras").

A TAESA apresentou o lance mínimo para cada lote mencionado acima. Para os lotes L, N e P, não houve lances mais altos. De acordo com as regras do edital do leilão, a TAESA agora deve esperar que os outros acionistas de cada SPE manifestem interesse em conformidade com seu direito de preferência. Em relação ao lote M, considerando que o vencedor obteve o lote com o mesmo preço mínimo oferecido pela TAESA, a Companhia poderá, no prazo de 60 dias, nos estritos termos do acordo de acionistas, exercer seu direito de preferência referente a cada uma das SPEs conforme estipulado pelas regras do edital do leilão.

TAESA - Direito de Preferência - Lote M (Transmineiras) - Notificação à Eletrobrás

Em 4 de outubro de 2018, a TAESA notificou a Eletrobras que exerceria seu direito de preferência sobre as SPEs relacionadas ao lote M, objeto do Leilão Eletrobras nº 01/2018, conforme estipulado no edital e nos termos dos acordos de acionistas da Transmineiras.

TAESA - Eletrobras ratifica leilão do lote M ('Transmineiras')

Em 26 de novembro de 2018, a TAESA recebeu notificação da Comissão de Alienação do Leilão Eletrobras nº 01/2018, declarando que a Diretoria da Eletrobras decidiu por unanimidade, sem reservas, ratificar a adjudicação do Lote M do Leilão ao acionista externo TAESA, que exerceu seu direito de preferência sobre a totalidade da participação acionária da Eletrobras, de acordo com o Acordo de Acionistas das SPEs.

TAESA – Encerramento do processo de leilão da Eletrobras

Em 15 de janeiro de 2019, a TAESA foi informada sobre o encerramento formal do processo do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente aos lotes L, N e P, para os quais apresentou a oferta mínima. Por meio de notificação, a Comissão de Alienação do Leilão Eletrobras nº 01/2018 declarou que, em 14 de janeiro de 2019, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou por unanimidade, sem reservas, a ratificação do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente ao lote L (Brasnorte), lote N (ETAU) e lote P (Centroeste). Em 29 de abril de 2019, a TAESA concluiu a aquisição de ações da ETAU, com o pagamento de R$ 32,9 milhões.

TAESA firma contrato de compra e venda para a aquisição de quatro ativos operacionais de transmissão

Em 17 de dezembro de 2018, a TAESA firmou um contrato de compra e venda com a Âmbar Energia Ltda. ("Âmbar") e Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Milão ("FIP" e, juntamente com Âmbar, os "Vendedores"), para a aquisição pela TAESA de (a) todas as ações representativas do capital total e votante da São João Transmissora de Energia S.A. ("SJT") e São Pedro Transmissora de Energia S.A. ("SPT"), e (b) de 51% das ações representativas do capital total e votante da Triangulo Mineiro Transmissora de Energia S.A. ("TMT") e Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. ("VSB").

Pela aquisição, a TAESA deve pagar R$ 942,5 milhões sujeitos a: (i) atualização monetária pela variação do CDI desde a data-base até a data de fechamento, (ii) ajustes positivos ou negativos resultantes, entre outros, da variação entre a dívida líquida e o capital de giro entre a data-base e a data de fechamento e (iii) outros ajustes após o fechamento. O contrato prevê a possibilidade de diferentes datas de fechamento sob certas condições.

Em 3 de janeiro de 2019, a Assembleia Geral Extraordinária da TAESA aprovou a aquisição da SJT, SPT, TMT e VSB. A conclusão da aquisição está sujeita a certas condições precedentes, incluindo, entre outras, (a) autorizações regulatórias da ANEEL e do CADE; (b) o não exercício do direito de preferência pela Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas") em relação às ações emitidas pela TMT e o não exercício do direito de preferência pela Furnas e CELG Geração e Transmissão S.A. em relação às ações emitidas pela VSB; (c) confirmação do cumprimento das obrigações estabelecidas no Acordo de Leniência assinado pela J&F Investimentos S.A. e pelos Vendedores, incluindo o compromisso de que nenhuma medida de indenização ou sanção seja proposta contra o comprador; e (d) não ocorrência de qualquer efeito adverso relevante.

TAESA vence disputa pelo lote 12

Em 20 de dezembro de 2018, a TAESA venceu a disputa pelo lote 12 referente ao Leilão de Transmissão no nº 004/2018, promovido nessa data pela ANEEL:

	Lote 12
Vencedor RAP	R$ 58.956.000,00
Desconto	38,8%
Localização	Estado do Rio Grande do Sul
Extensão	587 km
Subestações	5
CAPEX ANEEL	R$ 610 milhões
Período de Construção (mês)	48 meses

O volume de investimentos (CAPEX) e o período de construção mencionados acima são baseados no edital do leilão publicado pela ANEEL. No entanto, a TAESA espera uma redução no volume estimado de investimentos, bem como no período para conclusão e energização do projeto.

Centroeste

Em 20 de dezembro de 2018, a CEMIG notificou a Eletrobras declarando seu interesse em exercer seu direito de preferência para adquirir a participação detida pela Eletrobras na Companhia Transmissão Centroeste de Minas Gerais S.A. - Centroeste, que constituía o Lote P do Leilão Eletrobras nº 01/2018.

Conforme divulgado oficialmente pela Eletrobras em 22 de outubro de 2018, a oferta vencedora foi de R$ 43,2 milhões.

O direito de preferência será exercido nos mesmos termos constantes do Edital do leilão. O valor mencionado acima será ajustado pela variação acumulada na taxa Selic no período entre a data de referência e a data de fechamento desta transação, deduzidos os dividendos e/ou juros sobre capital pagos ou declarados a favor da Eletrobras no período.

Em 15 de janeiro de 2019, a CEMIG anunciou que havia sido informada da aceitação e ratificação por parte da Eletrobras do exercício pela CEMIG de seu direito de preferência na aquisição da participação societária na Centroeste.

Light

Reperfilamento da Dívida e Amortização da Opção de Venda

A opção de venda outorgada em 2011 pela CEMIG a favor dos cotistas de units da FIP Redentor, inicialmente prevista para ser exercida em 31 de maio de 2016, foi adiada e dividida em três datas de exercício distintas:

a) Primeira janela de exercício: até e incluindo 23 de setembro de 2016, somente em relação às ações preferenciais, até o limite de 153.634.195 ações preferenciais da RME e da Lepsa, representando 1,46% do total das ações da Light detidas pelos outros acionistas diretos. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG liquidou em 30 de novembro de 2016.

b) Segunda janela de exercício da opção: até 23 de setembro de 2017, inclusive, e não restrito às ações preferenciais da RME e da Lepsa, podendo incluir a totalidade das ações ordinárias da Lepsa, representando 5,49% do total das ações da Light detidas pelos outros acionistas diretos, independentemente do exercício da opção de venda na primeira janela de pagamento. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG liquidou em 30 de novembro de 2017.

c) Terceira janela de exercício da opção: até 23 de setembro de 2018, inclusive, referente apenas às ações ordinárias da RME, representando 3,26% do total de ações da Light detidas pelos demais acionistas diretos, independentemente do exercício da opção de venda na primeira ou segunda janela de pagamento. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG liquidou em 30 de novembro de 2018.

Decisão sobre alienação de participação na Light

Em 21 de junho de 2017, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu dar início ao processo de alienação da totalidade da sua participação no capital acionário da Light S.A. ("Light") e no dia 14 de julho de 2017, a RME e a Lepsa tomaram formalmente a decisão de iniciar o processo de alienação da totalidade da participação que possuíam na Light. Com isto, foi formalizada a decisão conjunta da CEMIG, da RME e da Lepsa de alienarem a totalidade do bloco de participação de controle na Light, compreendendo uma participação conjunta de 52,12% do capital acionário da Light.

A CEMIG recebeu propostas não vinculantes relacionadas a seu processo de desinvestimento, em decorrência da primeira fase do acesso a documentos e informações da sala de informações disponibilizada a potenciais investidores do Grupo Light. A CEMIG está analisando propostas para selecionar as que potencialmente serão incluídas na fase seguinte. Se for feita uma seleção, a conclusão do processo de desinvestimento também será submetida a: uma fase de *due diligence*, incluindo visitas técnicas; envio de propostas vinculantes; negociações; aprovações finais para assinatura de acordos definitivos para a transação; e aprovações das condições prévias usuais nesse tipo de operação.

Em 27 de novembro de 2018, a RME vendeu 4.350.000 de suas ações ordinárias na Light, reduzindo sua participação para 10,90% da Light, diminuindo, assim, a participação combinada da CEMIG, RME e LEPSA de 52,12% para 49,99% do capital social da Light.

Light S.A. - Combinação de negócios

Até 27 de novembro de 2018, a Companhia detinha participação direta e indireta, através da RME e LEPSA, de 48,9% das ações da Light.

Naquela data, a RME vendeu uma parcela totalizando 2,13% de sua participação acionária na Light, por R$ 65 milhões e, como resultado, a RME reconheceu uma perda de R$ 7 milhões.

a) Aquisição de participação adicional na RME e controle da Light

Em 30 de novembro de 2018, o BB-Banco de Investimento S.A., a BV Financeira S.A. – Crédito, Financiamento e Investimento e o Banco Santander (Brasil) S.A. exerceram sua opção de venda referente às participações remanescentes nas ações da RME, equivalente a 25% da investida, por R$ 659 milhões, de acordo com o cálculo do preço de exercício da opção.

Com esta aquisição, a CEMIG passou a deter 100% do capital total da RME.

Do montante total pago, R$ 104 milhões correspondeu ao valor justo das ações da RME adquiridas e R$ 556 milhões à perda já reconhecida pela Companhia através da mensuração do instrumento financeiro derivativo referente à opção de venda concedida aos demais acionistas da RME, conforme divulgado na nota explicativa n° 32 das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

b) Aquisição de controle da Light

Considerando a alienação das ações da RME pelos demais acionistas, tornou-se automaticamente sem efeito o Acordo de Acionistas relacionado ao controle em conjunto da investida, passando a CEMIG a deter participação direta e indireta de 49,99% na Light.

Dado as considerações acima e as disposições previstas no IFRS 10 – Demonstrações Financeiras Consolidadas, a Companhia concluiu que passou a deter controle da Light.

Adicionalmente, tendo em vista que a Companhia tinha o controle em conjunto, de forma exclusiva com a Light, nas investidas Lightger, Axxiom, Guanhães Energia e Itaocara, essas investidas também passaram a ser controladas.

Conforme descrito na Nota 33 às Demonstrações Financeiras Consolidadas, em 30 de novembro de 2018, a Companhia passou a classificar seus investimentos em Light, Lightger, Axxiom, Guanhães Energia e Itaocara como Ativos mantidos para venda, uma vez que a Administração acredita ter atingido todos os requisitos para classificar esses investimentos como disponíveis para venda e operações descontinuadas.

CEMIG Telecomunicações S.A.

A incorporação da CEMIG Telecomunicações S.A. pela CEMIG

Em uma reunião de 12 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu submeter à apreciação de uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas a fusão da subsidiária integral CEMIG Telecomunicações S.A. ("CEMIG Telecom"). A fusão proporcionaria ganhos com a otimização de ativos e o aproveitamento de sinergias e reduziria custos financeiros, operacionais e administrativos através da concentração das estruturas atualmente existentes, o que aumentaria os meios para o aproveitamento dos recursos disponíveis.

Uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG e uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG Telecomunicações S.A., ambas realizadas no dia 28 de fevereiro de 2018, aprovaram e autorizaram a celebração do Protocolo de Incorporação e Justificação, visando a determinar os termos e condições que deverão reger a incorporação da CEMIG Telecom pela CEMIG.

A incorporação da CEMIG Telecom à CEMIG foi concluída em 31 de março de 2018.

Como se trata de uma incorporação de uma subsidiária integral, não houve aumento de capital nem emissão de novas ações por parte da CEMIG. As ações na subsidiária foram canceladas na data da incorporação e foram efetuados os necessários registros contábeis.

Após a incorporação da CEMIG Telecom, em 25 de maio de 2018, a CEMIG anunciou um leilão para a venda dos ativos de telecomunicações que não pertencem ao seu negócio principal, bem como a cessão de direitos contratuais associados a esses ativos.

Em 8 de agosto de 2018, a CEMIG realizou um Leilão Público para vender seus ativos de telecomunicações fora do escopo do seu negócio principal, conforme especificado no Edital de Licitação 500-Y12121.

- A proposta econômica vencedora do Lote 1, apresentada pela American Tower do Brasil – Internet das Coisas Ltda., foi de R$ 571 milhões, ou seja, 70,41% superior ao valor mínimo de arrematação definido no Edital.

- A oferta vencedora do lote 2, apresentada pela Algar Soluções em TIC S.A., foi de R$ 77,9 milhões. 139,86% acima do valor mínimo de venda especificado no Edital.

Após o cumprimento das condições suspensivas, incluindo a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), em 1º de novembro de 2018, a CEMIG concluiu todas essas transações de venda.

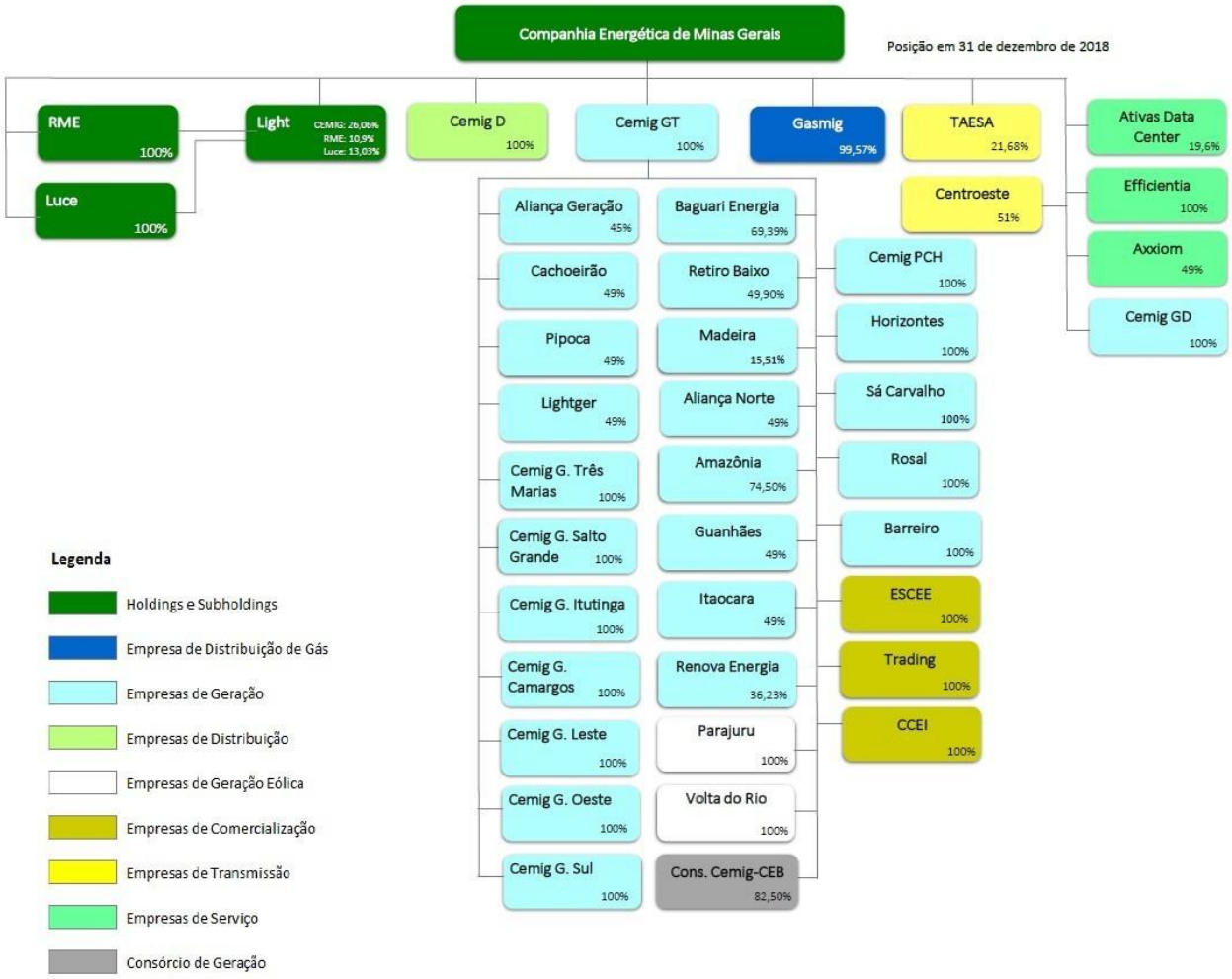
CEMIG GT

Parques Eólicos no Estado do Ceará

Em 17 de maio de 2018, a CEMIG GT celebrou um instrumento particular com a Energimp S.A. (“Energimp”). Esta transação tem como objetivo eliminar as participações cruzadas entre a CEMIG GT e a Energimp nas seguintes empresas: A Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Parajuru”), Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Volta do Rio”) e a Central Eólica Praias do Morgado S.A. (“Morgado”), bem como de encerrar a parceria corporativa entre a CEMIG GT e a Energimp.

Em 20 de dezembro de 2018, após o cumprimento das condições especificadas no instrumento celebrado, a CEMIG GT e a Energimp assinaram o respectivo Memorando de Conclusão da Eliminação de Participações Cruzadas. Com a assinatura deste documento: (i) é concluída a eliminação das participações cruzadas anteriormente existentes entre as partes na Parajuru, Volta do Rio e Morgado; (ii) toda a parceria acionária entre as partes deixa de existir; e (iii) a CEMIG GT agora possui 100% do capital social de Parajuru e Volta do Rio, e a Energimp possui 100% do capital social da Morgado.

As empresas incorporadas no Brasil, descritas abaixo, são as nossas principais subsidiárias e associadas. As empresas controladas foram contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial:



As principais subsidiárias e controladas em conjunto da CEMIG Holding incluem:

- CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG GT”) – 100% de participação: atua na geração e transmissão de energia.

- CEMIG Distribuição S.A (“CEMIG D”) – 100% de participação: opera na distribuição de energia;

- Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”) – 99,57% de participação: adquire, transporta, distribui e vende gás natural;

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”) – controlada em conjunto, com participação direta de 36.97% no seu capital social total e 21.68% no capital votante: construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia em 18 estados do Brasil; e

- Light S.A. (“Light”) – subsidiária, com participação direta de 26,06% e indireta de 23,93% do total, totalizando 49,99%: geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia e outros serviços relacionados; participação em outras sociedades desse ramo, direta ou indiretamente;

- Aliança Geração de Energia S.A. (“Aliança”) – controlada em conjunto, com participação direta de 45% do capital social e votante. Sociedade de capital fechado, atua como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia.

- SPEs do lote D – 100% de participação: CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A. O lote D é composto por 13 usinas anteriormente pertencentes à CEMIG e mais cinco usinas pertencentes à Furnas Centrais Elétricas S.A. A capacidade instalada de geração agregada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

Investimento na usina de Belo Monte através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte

A Amazônia Energia S.A. e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. ("NESA"), sociedade 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 participação indireta da CEMIG GT na NESA, através das controladas em conjunto mencionadas acima, é de 11,7%. A NESA ainda exigirá fundos significativos para custos organizacionais, de desenvolvimento, pré-operacionais e operacionais para a conclusão da usina. De acordo com estimativas e previsões, estes custos serão reembolsados pelas receitas de operações futuras.

Para obter mais detalhes, favor consultar a Nota 1 de nossas demonstrações financeiras - Contexto Operacional.

Plano Estratégico de Longo Prazo

A estratégia de longo prazo e o plano de negócios plurianual, revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em 2018, definiram que nossa missão é fornecer soluções integradas de energia limpa, acessíveis à sociedade, de maneira inovadora, sustentável e competitiva.

Além disso, o Conselho de Administração estabelece que nossa visão é estar entre os três grupos mais bem integrados em energia elétrica no Brasil, como governança, saúde financeira, desempenho de ativos e satisfação do cliente.

As diretrizes estratégicas de longo prazo concentram-se nos seguintes pilares principais:

- Mercados de crédito e capital;
- Mercado de Energia – geração, transmissão, distribuição, geração distribuída, marketing e inovação;
- Governança e gestão.

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, em milhões de reais, foram os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2018	**2017**	**2016**
Rede de distribuição	861	1.083	1.460
Geração de Energia (1)	479	308	3.133
Rede de transmissão (2)	96	25	54
Outros	79	104	219
Total dos investimentos de capital (3)	1.515	1.520	4.866

(1) Inclui custos de empréstimos, capitalizados no montante de R$ 31 milhões, R$ 71 milhões e R$ 142 milhões em 2018, 2017 e 2016. Inclui a contraprestação paga por uma participação de 51% em Parajuru e Volta do Rio no valor de R$ 166 milhões em 2018 e adições em ativos financeiros de geração no valor de R$ 2.217 milhões em 2016.
(2) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão no montante de R$ 96 milhões, R$ 25 milhões e R$ 54 milhões em 2018, 2017 e 2016.
(3) As despesas de capital são apresentadas em nossa Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa, principalmente nas linhas de conta relacionadas a Ativos Contratados, aquisição de participação acionária, aportes de capital em investidas, imobilizado, aquisição de subsidiárias e ativos intangíveis.

Em 2019, planejamos realizar investimentos de capital em relação ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$ 1.367 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R$ 372 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2019, visando atender necessidades de capital específicas.

Os montantes planejados para o ano de 2019 não incluem investimentos em aquisições e outros projetos não remunerados pelo poder de concessão, que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela ANEEL.

Temos a expectativa de financiar nossas despesas de capital em 2019 principalmente com o fluxo de caixa das atividades operacionais e, em menor medida, através de financiamento. Temos a expectativa de financiar nossa expansão

e projetos através de empréstimos concedidos por bancos comerciais através da rolagem de dívidas e da emissão de notas promissórias e debêntures no mercado local.

Visão Geral do Negócio

Geral

Nosso negócio está relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia, distribuição de gás, telecomunicações e fornecimento de soluções energéticas.

A CEMIG

Atuamos nas operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia totalizou 80.190 GWH em 31 de dezembro de 2018, ou uma redução de 2,9 %, em relação a 2017 que totalizou 82.479 GWh, ou uma redução de 2,1%, em relação a 2016. A quantidade de energia que produzimos em 2018 totalizou 4.871 GWh ou uma redução de 26,3% em relação a 2017, que totalizou 6.606 GWh, uma redução de 30,0% em relação a 2016. A quantidade de energia comprada por nós em 2018 foi de 75.319 GWh, ou 0,7% menos que os 75.873 GWh comprados em 2017, que representa uma redução de 6,4% em relação a 2016. Esses números incluem 5.738 GWh comprados da Itaipu em 2018 e 6.230 GWh em 2017, e através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e de outras empresas, adquirimos 69.581 GWh em 2018 e 69,632 GWh em 2017.

A energia comercializada em 2018 totalizou 80.190 GWh, montante 2,9% inferior ao de 2017. 53% desse volume (42.707 GWh) foi vendido a clientes finais, tanto cativos quanto livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2018 totalizou 6.881 GWh, o que corresponde a 8,6% dos recursos totais, e 3,5% a menos que a perda de 7.121 GWh em 2017.

A tabela abaixo apresenta a repartição dos recursos e requisitos energéticos da CEMIG comercializados nos últimos três anos:

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	**2018**	**2017**	**2016**
		(em GWh)	
FONTES	**80.190**	**82.479**	**80.774**
Energia gerada pela CEMIG	3.770	5.708	8.852
Energia gerada pela Sá Carvalho	326	214	238
Energia gerada pela Horizontes	61	64	69
Energia gerada pela CEMIG PCH	81	94	94,2
Energia gerada pela Rosal Energia	182	128	134
Energia gerada pela SPE	451	398	-
Energia comprada da Itaipu	5.738	6.230	5.921
Energia comprada da CCEE e outras empresas	69.581	69.643	65.392

REQUISITOS	**80.190**	**82.479**	**80.744**
Energia entregue a clientes finais	42.707	40.147	45.322
Energia entregue pela Barreiro		-	8
Energia entregue pela Cachoeirão		-	133
Energia entregue pela Sá Carvalho	472	461	473
Energia entregue pela Horizontes	87	79	76
Energia entregue pela CEMIG PCH	124	65	82
Energia entregue pela Rosal Energia	235	213	202
Energia entregue pelas SPEs	882	788	
Energia entregue à CCEE e outras empresas	28.802	33.605	27.754
Perdas (1)	6.881	7.121	6.723

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (82 GWh em 2018) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

O negócio de geração de energia consiste na geração de energia através do uso de fontes de energia renováveis (água, vento, sol e biomassa), ou fontes não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares).

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2018, fomos o quinto maior grupo de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. A partir dessa data, geramos energia em mais de 80 instalações de Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"), e Usinas Hidrelétricas de Energia ("UHE"), usinas termelétricas, eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 6.000 MW, com usinas presentes em 10 estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (96,6% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por termelétricas e parques eólicos. Nossas cinco principais usinas representaram mais de 61,4% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2018:

Classificação (Capacidade Instalada)	Usina de Geração de Energia	Participação das Empresas do Grupo CEMIG	Grupo Restrito / Não Restrito nesta Oferta	Capacidade instalada (MW)	Início da Operação Comercial Operações	Fim da Autorização de Concessão	Tipo de Usina de Energia	Participação da CEMIG
1	**Emborcação**	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	23/07/2025	UHE	100%
2	**Belo Monte**	Norte Energia	Irrestrito	976,5	2016	26/08/2045	UHE	11,69%
3	**Santo Antônio**	SAESA	Irrestrito	646,9	2012	06/12/2043	UHE	15,51%
4	**Nova Ponte**	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	23/07/2025	UHE	100%
5	**Irapé**	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	28/02/2035	UHE	100%
	Subtotal: Top 5			**3.724**				
	Total (Todas as Usinas):			**6.068**				

Transmissão

O negócio de transmissão consiste em transportar energia das instalações onde é gerada para pontos de consumo, redes de distribuição e clientes livres (que são clientes com demanda igual ou superior a 3 MW, ou clientes com demanda igual ou superior a 500 kW de fontes alternativas de energia, como vento, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas). Sua receita depende diretamente da disponibilidade de seus ativos. A rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia e subestações com nível de tensão igual ou superior a 230kV, e integra a Rede Brasileira regulamentada pela ANEEL e operado pelo ONS. Veja "O Setor Elétrico Brasileiro". No dia 31 de dezembro de 2018, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 6.653 km de linhas, conforme segue:

Classificação	CEMIG GT	Outras Empresas do Grupo CEMIG (proporcional à participação da CEMIG na concessão pertinente)
> Linhas de 525 kV	-	59 milhas
Linhas de 500 kV	1.355 milhas	654 milhas
Linhas de 440 kV	-	68 milhas
Linhas de 345 kV	1.231 milhas	31 milhas
Linhas de 230 kV	769 milhas	258 milhas
Linhas de 220 kV	-	-
Total	**3.064 milhas**	**1.070 milhas**

Distribuição

Dentro do Grupo CEMIG, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a CEMIG Distribuição ("CEMIG D"), além da Light S.A. ("Light"), na qual a CEMIG possui participação de 49,99%.

A CEMIG D possui quatro contratos de concessão de distribuição de energia de serviço público no Estado de Minas Gerais, concedendo direitos à operação comercial de serviços relacionados ao fornecimento de energia a clientes no Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulada, ou ACR), nos municípios da sua área de concessão, incluindo os clientes que possam ser elegíveis, nos termos da legislação, a se tornarem clientes no Mercado Livre (Ambiente de Contratação Livre, ou ACL).

A área de concessão da CEMIG D cobre, aproximadamente, 567 km², ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. No dia 31 de dezembro de 2018, o sistema de energia da CEMIG D compreendia 536.540 km de redes de distribuição, por meio das quais foram fornecidos 25.271 GWh para 8.407.906 milhões de clientes regulados e transportou 19.286 GWh para 1.138 clientes livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 44.557 GWh, sendo 45,7% fornecidos aos clientes industriais regulados e livres, 14,3% a clientes comerciais regulados e livres, 23,0% a clientes residenciais regulados e 17,0% a outros clientes regulados.

A Light possui uma concessão para áreas em 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, totalizando 11.308 km². Esta é uma região com mais de 11 milhões de pessoas e possui aproximadamente 4,5 milhões de clientes. Em 31 de dezembro de 2018, o consumo na área de concessão da Light SESA em 2018 foi de 28.027 GWh, sendo 18.455 GWh referentes ao Mercado Cativo, 6.906 GWh referentes ao Mercado Livre e 2.666 de concessionárias. A classe residencial representou 30,7% do consumo do mercado faturado total, seguido pela classe comercial com 27,7%, outras classes com 13,6%, concessionárias com 9,5% e a classe industrial representando 18,5%.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também nos dedicamos aos seguintes negócios:

(i) consultoria em soluções de energia para clientes brasileiros e internacionais, por meio de nossa subsidiária Efficientia S.A.; (ii) exploração de gás natural, através de cinco consórcios; (iii) venda e comercialização de energia, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda, comercializando energia no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais CEMIG Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. e CEMIG Comercializadora de Energia Incentivada S.A; (iv) aquisição, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig); (v) soluções de tecnologia e sistemas para gestão operacional de concessionárias de serviços públicos, incluindo empresas de energia, de gás, de água e esgoto e demais empresas de utilidades pela Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.; e (vi) geração distribuída, através da CEMIG Geração Distribuída 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 de		
	2018	**2017**	**2016**
Vendas de energia para clientes finais	21.882	20.439	20.458
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.990	3.263	2.972
CVA (compensação por alterações nos itens da "Parcela A") e outros componentes financeiros	1.973	988	(1.455)
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	2.045	1.611	1.705
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	411	371	312
Receitas de indenização de transmissão	250	373	751
Receita de indenização de geração	55	271	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	-	9	8
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	321	317	300
Receitas de construção	898	1.118	1.193
Transações com energia na CCEE	217	860	161
Fornecimento de gás	1.995	1.759	1.444
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(44)	-	-
Outras receitas operacionais	1.585	1.484	1.421
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(12.312)	(11.151)	(10.497)
Total das receitas operacionais líquidas	22.266	21.712	18.773

Geração e Comércio de Energia

Visão Geral

As cinco principais usinas da CEMIG representavam mais de 61,4% de sua capacidade instalada de geração de energia em 31 de dezembro de 2018.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou para terceiros as concessões de quatro das dez principais usinas da CEMIG (usinas São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande), com capacidade total de 2.922MW.

O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para:

(i) Clientes regulados pela CEMIG, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;

(ii) Clientes livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;

(iii) Outros agentes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre;

(iv) Distribuidores no Mercado Regulado; e

(v) CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do Grupo CEMIG).

O volume total de transações de energia em 2018 foi de 80.190 GWh, uma redução de 2,8% em comparação aos 82.479 GWh em 2017.

Ativos de Geração

Conforme mencionado acima, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou para terceiros as concessões de quatro usinas da CEMIG com uma capacidade total de 2.922 MW: São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande. Em decorrência disto, até a data deste relatório anual, as subsidiárias e controladas em conjunto da CEMIG operam mais de 80 usinas, totalizando 6.068 MW (excluindo as usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande).

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

A seguir estão empresas nas quais a CEMIG GT detém 100% do capital próprio:

- CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A.. Em 2016, essas empresas foram incorporadas pela CEMIG GT visando manter os contratos de concessão das 18 usinas hidrelétricas obtidas no leilão do ano anterior. O total da capacidade de geração instalada garantida no portfólio da CEMIG GT foi de 699 MW.
- CEMIG PCH S.A. – Produtor independente de energia, operando a PCH Pai Joaquim.
- Horizontes Energia S.A. – Produtora independente de energia, operando as PCHs Machado Mineiro e Salto do Paraopeba em Minas Gerais; e as usinas hidrelétricas de Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, no estado de Santa Catarina.
- Rosal Energia S.A. – Concessionária operando através da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.
- Sá Carvalho S.A. – Produção e comercialização de energia como concessionária do serviço público de energia, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.
- Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Uma produtora independente que operava 12,9 MW da usina termelétrica Barreiro, por meio da implantação e exploração da empresa metalúrgica V&M do Brasil S.A. ("Vallourec & Mannesmann"), em Belo Horizonte, Minas Gerais. A UTE Barreiro encerrou a produção de energia no segundo semestre de 2016 e, no final do ano, foi vendida à Vallourec & Mannesmann.

As empresas de geração em que a CEMIG GT tem participação conjunta são:

- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Plataforma de crescimento e consolidação de ativos de geração detidos pela CEMIG GT e pela Vale (55%). Os ativos envolvidos na constituição da Aliança incluem as usinas hidrelétricas Aimorés e Funil e referem-se aos seguintes consórcios de geração: Porto Estrela, Igarapava, Capim Branco I, Capim Branco II e Candonga. Além das usinas hidrelétricas em operação, existem quatro parques eólicos, que irão compor o Complexo Eólico Santo Inácio no nordeste do Brasil, em fase de implementação. A companhia possui capacidade instalada hídrica de 1.170 MW em operação, dentre outros projetos de geração, e é responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia.
- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – Em conjunto com a Vale (51%), a empresa detém 9% de participação da Norte Energia S.A., correspondente a uma participação indireta de 4,41% e representando uma capacidade instalada de 495 MW.
- Amazônia Energia Participações S.A. (capital votante de 49% e capital total de 74,5%) – em conjunto com a Light S.A (25,5%), possui 9,77% da empresa Norte Energia S.A., titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará, representando uma capacidade instalada de 818 MW detida diretamente pela CEMIG GT.
- Renova Energia S.A. (capital votante de 45,83% e capital total de 36,23%) – Esta companhia é o veículo do Grupo para o crescimento da geração de energia renovável e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Em 31 de dezembro de 2018, a Renova detinha mais de 627.6 MW de capacidade de geração, sendo que 190.2 MW já estavam em operação comercial. A CEMIG também detém uma participação indireta na Renova através da Light Energia (21,72% do capital votante e 17,17% do capital total).
- Baguari Energia S.A. (69,39%) – A empresa opera a Usina Hidrelétrica de Baguari através do Consórcio de Hidrelétricas de Baguari, juntamente com Furnas Centrais Elétricas S.A. (30,61%). A Baguari Energia S.A. possui 49% da usina em parceria com a Neoenergia, que detém o 51% restantes, por meio da Baguari I Geração de Energia Elétrica.
- Retiro Baixo Energética S.A. (49,9%) – Detém a concessão para a exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no baixo curso do rio Paraopeba, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 82 MW e energia assegurada de 36,6 MW.
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produção e comercialização de energia, em regime de produção independente através da PCH Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética.
- 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. Os outros 51% são detidos pela Asteri Energia S.A..

- 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. Os 51% restantes são controlados pela Light.

- Madeira Energia S.A, ou MESA (8,54%) – A MESA detém participação de 100% na Santo Antônio Energia S.A., usina hidrelétrica localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A participação indireta da CEMIG GT na MESA é de 6,97% e realiza-se através das seguintes empresas: SAAG, FIP Melbourne (33,12%), Parma (56,75%) and FIP Malbec (49,92%).

A CEMIG também controla a seguinte entidade que opera ativos de geração:

- Light (26,06%) – detém 25,5% da Amazônia Energia Participações S.A., 51% da Lightger S.A. (os outros 49% pertencem à CEMIG GT), 100% da Itaocara Energia Ltda. A Light Energia possui investimentos em diversas entidades controladas em conjunto – por exemplo, 51% da Guanhães Energia S.A. (outros 49% pertencem à CEMIG GT); 21,72% do capital votante e 17,17% do capital total da Renova; e 100% da Lajes Energia S.A., São Judas Tadeu e Fontainha. A Light possui potência instalada de geração total de 1.119 MW e uma energia assegurada de 686 MW médios, incluindo participação proporcional em associadas. Em dezembro de 2018, a CEMIG passou a deter o controle acionário da Light, com uma participação societária de 49,99% consolidada em suas demonstrações financeiras. Mais informações nas notas explicativas nº 17.1 e 33.

Além disso, a CEMIG GT possui as seguintes participações em consórcios, a partir de 31 de dezembro de 2018:

- Usina Hidrelétrica Queimado — Detemos 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 estadual que detém uma participação de 17,5% na usina.

A CEMIG GT tem participação conjunta nas seguintes empresas com hidrelétricas em construção:

- Guanhães Energia S.A. (49%) – Essa Companhia 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 S.A.

- Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. (49%) – Produtora independente de energia, formado para construir e operar a Usina Hidrelétrica Itaocara I. A Itaocara Energy Ltd. (100% detida pela Light) detém os 51% restantes. Em 5 de julho de 2016, o contrato de concessão (Contrato de Concessão nº 01/2015) da Usina Hidrelétrica Itaocara I foi transferido do Consórcio UHE Itaocara para a Usina Hidrelétrica Itaocara S.A..

Foram criados os seguintes consórcios para desenvolver projetos futuros:

- Consórcio Tapajós – O Consórcio Tapajós foi criado para desenvolver estudos de viabilidade técnica e ambiental de usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós. Os estudos técnicos já foram finalizados e enviados à ANEEL para serem examinados e os estudos ambientais dependem de determinadas licenças para serem concluídos.

- Usina Hidrelétrica de Davinópolis – Este consórcio (no qual a CEMIG possui 49% de participação) foi constituído com a Neoenergia (51%) para realizar um estudo de viabilidade do projeto.

Parques Eólicos

Os parques eólicos 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. Seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes resultou em custos cada vez mais baixos por MWh em comparação com outros meios de geração de energia. A CEMIG monitorou e acompanhou a rápida evolução da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

A CEMIG GT detém 100% do patrimônio das seguintes empresas com investimentos em parques eólicos:

- Central Eólica Praia de Parajuru S.A e Central Eólica Volta do Rio – Parques eólicos localizados no Estado do Ceará com uma capacidade instalada total de 70,8 MW.

A CEMIG GT tem participação conjunta nas seguintes empresas com parques eólicos em implantação:

- Renova (45,83% do capital votante e 36,23% do capital total) – A CEMIG também detém uma participação indireta na Renova através da Light, que possui um capital votante de 21,72% e capital total de 17,17%.
- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Quatro parques eólicos, que compõem o Projeto Eólico Santo Inácio. O projeto, localizado em Icapuí, no estado do Ceará, iniciou sua operação comercial em dezembro de 2017 e tem capacidade instalada de 98,7 MW.

Expansão da Capacidade de Geração

Estamos envolvidos na construção de usinas hidrelétricas – Belo Monte e de quatro PCHs: Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Essas usinas aumentarão nossa capacidade instalada total de geração hidrelétrica em 437 MW (participação proporcional) no próximo ano.

Projeto Guanhães: A Guanhães Energia S.A. é subsidiária e possui quatro subsidiárias integrais: a PCH Dores de Guanhães S.A., a PCH Senhora do Porto S.A., a PCH Jacaré S.A. e a PCH Fortuna II S.A. A Guanhães Energia S.A. atua na construção e operação comercial dessas quatro PCHs. Três delas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dores de Guanhães; e uma, Fortuna II, está nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todas no Estado de Minas Gerais. Todas terão uma capacidade total instalada de 44 MW. A construção foi interrompida em dezembro de 2015 devido a atrasos na implementação do projeto que resultaram na rescisão do contrato com o consórcio construtor. Em novembro de 2017, a construção foi retomada e a unidade de primeira geração Senhora do Porto entrou em operação em maio de 2018. Em novembro de 2018, duas usinas, Senhora do Porto e Dores de Guanhães, estavam em pleno funcionamento, e as cinco unidades restantes de geração, de Fortuna II e Jacaré, deverão operar até junho de 2019.

Projeto Belo Monte: A Norte Energia S.A. (NESA) é uma empresa de propósito específico que detém a concessão para construir, operar e manter a usina hidrelétrica de Belo Monte, localizada no rio Xingu, na região amazônica, no norte do Brasil. A CEMIG GT possui uma participação indireta na NESA de 11,7% através da Amazônia Energia S.A. e da Aliança Norte Energia Participações S.A., acionistas da Norte Energia S.A. A NESA ainda precisará de recursos significativos para concluir a montagem eletromecânica das seis unidades geradoras restantes, além de recursos para cobrir custos organizacionais, de desenvolvimento e pré-operacionais para a conclusão da usina. De acordo com estimativas, estes custos serão reembolsados pelas receitas de operações futuras. Quando estiver concluída, previsto para 2020, terá uma capacidade total de 11.233 MW e será uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo.

Além disso, em 30 de abril de 2015, o Consórcio UHE Itaocara ("Consórcio"), no qual a CEMIG GT detém 49% e a Itaocara Energia Ltda., controlada pela Light, detém 51%, conquistou a Itaocara I, uma hidrelétrica de 150 MW, a ser construída no rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Itaocara e Aperibé, no Estado do Rio de Janeiro. A energia desta usina será entregue em 1º de janeiro de 2020, e o prazo de concessão será de 35 anos. Em 5 de julho de 2016, a ANEEL transferiu a concessão da usina Itaocara I do Consórcio para a Usina Hidrelétrica Itaocara S.A., sociedade de propósito específico detida pela CEMIG GT (49%) e Itaocara Energia Ltda (51%). Devido ao agravamento das condições macroeconômicas brasileiras nos últimos anos, a construção ainda não foi iniciada e atualmente o projeto está sendo reavaliado.

Transmissão

Visão Geral

O setor de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia gerados nas usinas para clientes conectados diretamente à rede básica de transmissão, clientes livres e empresas de distribuição. Nossa rede de transmissão é composta por linhas de transmissão e subestações abaixadoras com tensões variando de 230 kV a 500 kV.

Todos os usuários da rede básica, incluindo geradores, distribuidores, clientes livres, dentre outros, celebram Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST"), com o ONS e efetuam pagamentos para todas as empresas de transmissão para disponibilizar o uso de seus equipamentos básicos de rede de transmissão. Veja "O Setor Elétrico Brasileiro" e o "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

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

Tensão das Linhas de Transmissão	Extensão da Rede de Transmissão em Milhas – Em 31 de dezembro de 2018	2017	2016
500 kV	1.355	1.355	1.355
345 kV	1.231	1.231	1.228
230 kV	478	478	478
Total	**3.064**	**3.064**	**3.061**

Subestações	Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão – Em 31 de dezembro de 2018	2017	2016
Número de subestações de transmissão (2)	38	38	37
MVA	17.615	17.615	17.573

(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) As subestações compartilhadas não estão incluídas.

As tabelas a seguir apresentam informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão dos negócios em conjunto (subsidiárias e coligadas da CEMIG) e são proporcionais à participação do Grupo CEMIG, nas datas indicadas:

Tensão das Linhas de Transmissão	Rede de Transmissão Extensão em Milhas – Em 31 de dezembro de 2018	2017	2016
>525 kV	59	59	86
500 kV	654	674	856
440 kV	68	68	98
345 kV	31	31	66
230 kV	258	263	486
220 kV	-	-	-
Total	**1.070**	**1.095**	**1.592**

Subsidiárias e Coligadas da CEMIG – Transmissão

Empresa	Número de subestações de transmissão
TAESA	37 (6 próprias e 31 compartilhadas)
ATE III	4 (1 própria e 3 compartilhadas)
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	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ENTE	3 compartilhadas
ECTE	2 compartilhadas
ETSE	2 próprias
ETEP	2 compartilhadas
ESDE	1 própria
São Gotardo	1 compartilhada
Brasnorte	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ETAU	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
Transleste	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transirapé	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transudeste	2 compartilhadas
Centroeste	2 compartilhadas

Ativos de transmissão

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., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 62,8 km, conecta a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. A operação comercial teve início em março de 2010 e a concessão expira em março de 2035.

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA é uma empresa privada controlada em conjunto pela CEMIG, detendo 36,97% do capital votante e 21,68% do capital total da TAESA, e pela ISA Investimentos e Participações do Brasil S.A. (14,88% do capital total). A TAESA tem sido o vetor de crescimento da CEMIG no segmento de transmissão, dedicando-se à construção, operação e manutenção de linhas de transmissão em todas as regiões do país.

Esta tabela apresenta os percentuais de participação nas companhias de transmissão em 31 de dezembro de 2018:

Empresas de distribuição subsidiária e controlada	**% de Participação Acionária (Direta e Indireta)**	
	A CEMIG	**TAESA**
TAESA	21,68	-
ATE III	21,68	100,00
EATE	10,84	49,98
Lumitrans	8,67	39,98
EBTE	16,15	74,49
ERTE	10,84	49,99
STC	8,67	39,98
ENTE	10,84	49,99
ECTE	4,14	19,09
ETSE	4,14	19,09
ETEP	10,84	49,98
ESDE	10,84	49,98
ESTE	10,84	49,98
EDTE	10,84	49,99
São Gotardo	21,68	100,00
Brasnorte	8,38	38,66
ETAU	11,40	52,58
Mariana	21,68	100,00
Transleste	6,50	30,00
Transirapé	6,40	29,50
Transudeste	6,29	29,00
Centroeste	51,00	-
Miracema	21,68	100,00
Janaúba	21,68	100,00
Aimorés	10,84	50,00
Paraguaçu	10,84	50,00
ERB1	10,84	50,00

Linha de Transmissão Itabirito 2 – Vespasiano 2. – Em dezembro de 2013, durante o Leilão nº 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, localizada em Minas Gerais. A Receita Anual Permitida (RAP) é de R$ 11 milhões. A conclusão da construção está programada para 2019.

Em abril de 2017, a TAESA, na qualidade de participante do Consórcio Columbia (50% TAESA e 50% CTEEP), foi a licitante vencedora do Lote 1 no Leilão Público nº 005/2016 de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica promovido pela ANEEL. O Lote 1 compreende 600 km de circuito duplo, totalizando 1200 km no estado do Paraná. A ANEEL concedeu à TAESA o direito de explorar as concessões por 30 anos. A RAP é de R$ 267,3 milhões.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia de subestações de distribuição aos clientes 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 a pequenos clientes industriais, nos valores mais elevados da faixa de tensão, e a clientes residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

Em 2018, investimos aproximadamente R$ 768 milhões na construção e aquisição do imobilizado necessário para expandir e aumentar a capacidade de nosso sistema de distribuição.

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

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a clientes finais)		
	A partir de 31 de dezembro de		
Tensão nas Linhas de Distribuição	**2018**	**2017**	**2016**
161 kV	30,25	30,12	28,84
138 kV	7.945,68	7.879,51	7.635,47
69 kV	2.221,78	2.228,23	2.250,22
34.5 kV + Outras	633,75	606,59	522,13
Total	10.831,46	10.744,45	10.436,66

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e baixa tensões (de subestações de distribuição a clientes finais) A partir de 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2018**	**2017**	**2016**
Linhas aéreas de distribuição urbana	65.999,52	65.734,68	61.969,21
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	1.535,05	1.530,63	1.351,94
Linhas aéreas de distribuição rural	255.024,50	251.925,70	241.325,01
Total	322.559,07	319.191,01	304.646,16

	Capacidade de transformação abaixadora (1) de subestações de distribuição		
	A partir de 31 de dezembro de		
	2018	**2017**	**2016**
Número de subestações	405	404	393
MVA	10.681,35	10.585,91	10.279,18

(1) Capacidade de transformação abaixadora significa a habilidade de um transformador receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Light – Distribuição de Energia

A atividade de distribuição de energia da Light consiste no transporte de energia da fronteira com a Rede Básica até o ponto de entrega aos clientes finais. A Light SESA tem uma rede de distribuição composta por 2.514 linhas, sendo 34 linhas de 6 kV, 2.314 linhas de 13,8 kV e 166 linhas de 25 kV, em que predominam linhas aéreas, apesar de dispor de um dos maiores sistemas distribuidores subterrâneos do Brasil. Grandes clientes industriais e comerciais recebem eletricidade em alta tensão; clientes industriais e comerciais de menor porte e clientes residenciais recebem energia em tensões menores. Em 31 de dezembro de 2018, a Light possuía 85.080 transformadores aéreos de distribuição, 7.328 transformadores subterrâneos de distribuição e 221 subestações fixas de distribuição (10.522,3 MVA) com uma rede de distribuição total de aproximadamente 78 quilômetros (72 quilômetros de rede aérea e 6 quilômetros de rede subterrânea), sendo 24 quilômetros de média tensão e 54 quilômetros de baixa tensão.

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, 920.000 novos clientes urbanos e aproximadamente 35.000 clientes rurais. Para atender a este crescimento, temos de acrescentar mais 198.709 postes de rede de distribuição de média tensão, 2.079 km de linhas de transmissão e 53 subestações abaixadoras, adicionando 1.076 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de Energia Elétrica

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, compramos 5.738 GWh de energia da Itaipu, representando aproximadamente 13% da energia que vendemos aos clientes finais, e 624 GWh (1,5%) da energia do PROINFA. Adquirimos também 1.076 GWh através de Contratos de Cotas de Energia Nuclear ("CCENs"), (2,5%) e 7.549 GWh de energia em Contratos de Cota de Garantia Física ("CCGFs") (18%). Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 23% da energia adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2018; e (ii) contratos de compra e venda de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 2% da energia adquirida em 2018.

Itaipu – A 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, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de Itaipu, ao passo que os 50% restantes pertencem ao governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade de energia gerada pela Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia gerada pela Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil que são, conjuntamente obrigadas a comprar a parcela da energia brasileira gerada pela Itaipu, de acordo com a Lei nº 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia de Itaipu entre as referidas companhias de energia em montantes proporcionais à respectiva participação de mercado histórica das vendas totais de energia. A ANEEL promulgou a Resolução nº 2.178/2016, que estabeleceu 10,39% como a porcentagem da produção de energia da Itaipu concedida à CCEE que a CEMIG D teria que comprar em 2017. Para 2018, a Resolução nº 2355/2017 fixou em 10,09% e para 2019, em 10,03% (Resolução nº 2500/2018). Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares de Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede básica brasileira. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real afetarão o custo, em termos reais, da energia que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia cobrando dos clientes tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao cliente final mediante aprovação da ANEEL.

Desde 2007, a ANEEL publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprado da Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia 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 ("CCENs"): São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei n° 12.111/09 e Resolução Normativa da ANEEL n° 530/12 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

CCGFs: O Decreto nº 7.805/12 regulamentou a MP nº 579/12 e a criação dos instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/13.

Contratos de Leilão: Adquirimos energia 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 contratadas, e as tarifas médias originais e preços relativos aos CCEARs resultantes da energia adquirida pela CEMIG. Veja "O Setor Elétrico Brasileiro" para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R$/MWh)	Energia Contratada (MW — média por ano)	Período do Contrato
138,85	61,23	2010 a 2039
134,67	431,17	2010 a 2039
120,86	24,71	2010 a 2024
137,44	23,24	2010 a 2024
128,42	63,89	2010 a 2024
129,14	56,57	2011 a 2040
128,37	126,34	2011 a 2025
78,87	122,83	2011 a 2025
77,97	457,75	2012 a 2041
102,00	52,76	2012 a 2026
80,10	336,40	2012 a 2041
262,00	27,00	2015 a 2044
270,81	69,03	2014 a 2044
99,48	46,80	2014 a 2033
67,31	136,73	2015 a 2044
129,70	25,09	2015 a 2044
121	15,68	2016 a 2035
133,29	32,13	2018 a 2047
117,51	16,27	2018 a 2037
135,58	19,30	2018 a 2047
96,28	16,41	2018 a 2037
119,03	2,62	2018 a 2042
121,00	15,68	2017 a 2046
129,96	32,13	2017 a 2036
161,89	3,20	2019 a 2048
205,19	311,11	2019 a 2043
136,00	56,06	2019 a 2038
183,66	4,94	2020 a 2049
278,46	23,21	2020 a 2044
205,01	0,535	2018 a 2047
212,75	0,701	2018 a 2037
181,14	3,843	2018 a 2037
219,20	6,81	2023 a 2052
168,35	188,51	2023 a 2046
108,28	66,08	2023 a 2042
138,85	61,23	2010 a 2039
134,67	431,17	2010 a 2039
120,86	24,71	2010 a 2024
137,44	23,24	2010 a 2024
128,42	63,89	2010 a 2024
129,14	56,57	2011 a 2040

"*Contratos Bilaterais"* – A CEMIG D 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 exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a CEMIG D não celebrou novos contratos.

Outros Negócios

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 99,57% das ações da Gasmig e o Município de Belo Horizonte possui o restante das ações.

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 clientes desse Estado. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o "Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão". Este documento prorrogou em 30 anos o prazo de concessão para a Gasmig explorar os serviços

industriais de gás canalizado, comercial, institucional e residencial no Estado de Minas Gerais, Como resultado, o vencimento desta concessão foi estendido de 10 de janeiro de 2023 para 10 de janeiro de 2053.

Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se na sua capacidade de fornecer uma alternativa economicamente mais eficiente e ecológica aos produtos petrolíferos, como o diesel e o gás liquefeito de petróleo ("GPL"), à madeira, e produtos de madeira e carvão vegetal. De janeiro a dezembro de 2018, a Gasmig forneceu aproximadamente 3,03 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 42.301 clientes de 36 cidades: 109 plantas industriais de grande e médio porte, 756 pequenas plantas industriais e clientes comerciais, 53 estações de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido ("CNG") para veículos, 2 usinas de geração de energia a gás, 4 projetos de cogeração, 2 distribuidores de CNG para clientes industriais e postos de abastecimento de veículos de varejo e 41.377 residências.

De janeiro a dezembro de 2018, a Gasmig registrou uma despesa de aquisição de gás de R$ 1.238 milhões comparado a uma despesa de R$ 1.070 milhões no período de janeiro a dezembro de 2017, significando um aumento de 15,7%. Embora os volumes tenham caído 16,3%, a despesa aumentou principalmente devido ao aumento de 38,3% no custo médio.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, aço, ligas de ferro e metalúrgicas, operam em volume significativo em Minas Gerais. 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 clientes de outras áreas de Minas Gerais, principalmente aquelas densamente industrializadas.

De janeiro a dezembro de 2018, os investimentos totalizaram R$ 50,1 milhões e foram adicionados 45,6 quilômetros à nossa rede de gás natural. Em 2018, a Gasmig começou a abastecer o mercado residencial na cidade de Juiz de Fora, construiu o gasoduto para abastecer uma nova grande planta industrial na cidade de Jacutinga e adquiriu o local em que está localizado o centro operacional.

Concessões para Distribuição de Gás

Para a distribuição de gás natural, a competência para realizar concessões é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, as tarifas de gás natural são definidas pelo regulador, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado, segundo o segmento de mercado. As tarifas são compostas por uma parcela de custo de gás e uma parcela relativa à distribuição de gás. Cada trimestre as tarifas são reajustadas para repasse do custo de gás e uma vez ao ano para atualização da parcela destinada a cobrir os custos relativos à prestação do serviço de distribuição – remuneração do capital investido e cobrir todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela concessionária.

Além destes reajustes, em abril de 2015 a Secretaria de Desenvolvimento Econômico encaminhou à controlada GASMIG um Ofício, SEDE/GAB/Nº303/2014 informando o cronograma previsto para o primeiro ciclo de Revisão Tarifária. Devido a atrasos, a metodologia do 1º ciclo de Revisão Tarifária foi definida em julho de 2017 e a consulta pública acerca da Receita Requerida foi aberta em dezembro de 2018 e as contribuições foram enviadas em fevereiro de 2019. A ratificação da tarifa para esse ciclo tarifário está prevista para 2019. Estas revisões deverão ocorrer a cada cinco anos, a partir do final deste primeiro ciclo, com o objetivo de avaliar as variações dos custos da Gasmig e ajustar as tarifas. No Contrato de Concessão também é prevista a possibilidade de revisão extraordinária das tarifas se ocorrerem motivações que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 14 de dezembro de 2018, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior do Estado de Minas Gerais ('Sedectes') ou ('o poder concedente') apresentou um estudo elaborado pela Escola de Negócios da Fundação Getúlio Vargas ("FGV") , relacionado ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão da Gasmig, também apoiado por consulta da Procuradoria Geral do Estado. O reequilíbrio solicitado pelo poder concedente baseia-se na obrigação contratual de construir um gasoduto para atender à Unidade de Fertilizantes de Nitrogênio (UFN), que deveria ter sido construída pela Petrobras. Por esse motivo, foi requerido da Gasmig que pagasse ao Estado de Minas Gerais o valor que a Sedectes estima em R$ 852 milhões. Com base no estudo, a SEDECTES solicitou uma resposta da Gasmig e iniciou a discussão de soluções relacionadas ao desequilíbrio apontado, considerando que a prorrogação do contrato de concessão, definida no segundo termo aditivo, permitindo a extensão do prazo de vigência do ano de 2023 para 2053, tinha como condição a execução dos investimentos para a construção do gasoduto.

Nesse contexto, a Gasmig contratou assessoria especializada para elaborar laudo independente de avaliação econômico-financeira e opinião legal, para fins de apuração do valor justo da contraprestação a ser paga ao Estado, a fim

de possibilitar o reequilíbrio da concessão. Nós e a Gasmig estamos acompanhando o desenvolvimento dessas discussões com o poder concedente.

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, ou ANP, realizada em dezembro de 2008, os direitos para exploração de gás natural em quatro blocos na Bacia do São Francisco, um bloco na Bacia do Recôncavo, e um 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; e
- Bloco REC-T-163 (Bacia do Recôncavo): CEMIG (24,5%), Codemig (24,5%) e Imetame (51%).

Esses consórcios foram incluídos pela CEMIG como ativos pertencentes ao programa de desinvestimento.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

A Efficientia S.A., criada como uma subsidiária integral da CEMIG em 2002, implementou o seu próprio modelo de negócio, se lançando num mercado que praticamente desconhecia a implantação de projetos com base nos contratos de desempenho, ou de performance. Sua principal fonte de receita tem sido a implantação de projetos de eficiência energética mediante contratos de desempenho. Sessenta projetos já foram implementados.

Em 2017, a Efficientia desenvolveu projetos de consultoria para quatro hospitais de Belo Horizonte. Os recursos para financiar esses projetos foram investidos pelo Programa de Eficiência Energética da CEMIG D.

- Hospital da Baleia: Retrofit do sistema de iluminação, utilizando tecnologia LED (economia de 272,9 MWh/ano); Investimento: R$ 305.092;
- Hospital Evangélico: Retrofit do sistema de iluminação, utilizando tecnologia LED, e implantação de sistema de aquecimento solar para banhos (economia de 26,9 MWh/ano); Investimento: R$ 214.302;
- Hospital Mário Penna: implantação de sistema de aquecimento solar para banhos (economia de 31,84 MWh/ano); Investimento: R$ 104.984;
- Hospital Risoleta Neves: Retrofit do sistema de iluminação, utilizando tecnologia LED (economia de 357,08 MWh/ano); Investimento: R$ 340.929;

Venda e Comercialização de Energia

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia no setor energético brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos clientes na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia, consultoria e assessoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais CEMIG Trading S.A., ESCEE *Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.* (“ESCEE”) e CCEI CEMIG *Comercialização de Energia Incentivada S.A. (“CCEI”).*

Perdas de Energia

A CEMIG

O total registrado pela CEMIG como perdas de energia tem dois componentes: (i) uma parcela alocada das perdas decorrentes da Rede Básica; e (ii) o total de perdas técnicas e não técnicas (perdas comerciais) na rede de distribuição local da CEMIG D.

O total de perdas de energia registradas pela CEMIG no ano de 2018 foi de 6.881 GWh, uma redução de 3,4% em comparação a 2017. A CCEE repartiu as perdas de 500 GWh na rede nacional para a CEMIG D. Outras perdas de energia, totalizando 6.381 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

A perda técnica corresponde a aproximadamente 70,27% da perda total de energia da CEMIG D, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Perdas na distribuição são inevitáveis em decorrência do transporte de energia e sua transformação em diferentes níveis de tensão. Buscamos minimizar perdas técnicas por meio de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição e investimentos para expandir a capacidade de distribuição, com a finalidade de manter níveis de qualidade e confiabilidade, reduzindo assim as perdas técnicas; também operamos o sistema de acordo com certos níveis de tensão específicos, para reduzir o nível de perdas. As perdas técnicas não são comparáveis; trechos mais longos de rede de distribuição (por exemplo, na área rural), naturalmente, têm maior perda técnica.

As perdas não técnicas foram de aproximadamente 29,73% das perdas totais de energia da CEMIG D em 2018. Tais perdas são causadas por fraude do consumidor, conexões ilegais à rede de distribuição, erros de medição e defeitos nos medidores. A fim de minimizar a perda não técnica, regularmente são executadas ações preventivas como: inspeção dos medidores e de conexões dos clientes, 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 clientes.

As perdas não técnicas de diferentes empresas distribuidoras podem ser parcialmente comparáveis, tendo em consideração as complexidades sociais na área de concessão e a eficácia dos esforços para evitar perdas.

Light

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, as perdas totais da Light totalizaram 8.827 GWh, ou 23,95% da carga total, um aumento de 10,3% em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

O sucesso do programa de combate ao furto de fornecimento de energia é medido na prática pelo nível de redução de perdas, mas também afeta os números de receita e a provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa. Em 2018, o principal pilar da estratégia do programa foram suas ações de inspeção e normalização de clientes. Foram realizadas diversas ações no campo, onde cerca de 420 equipes estiveram nas localidades com maiores concentrações de perdas. A estratégia atual tem foco prioritário nas chamadas 'áreas possíveis' – áreas da concessão da Light onde existem condições mínimas de segurança para sua operação. As perdas totais na Light ao longo de 12 meses, até dezembro de 2018, foram de 8.827 GWh – representando 23,95% da carga fio do sistema. No ano de 2018, o programa de perdas combateu 1.074 GWh – sendo 705 GWh referentes à recuperação de energia (REN), 268 GWh à incorporação de energia (IEN) e 101 GWh à redução de carga. No agregado, esses números representam 16,5% a menos que em 2017.

Na medida que o mercado for sendo disciplinado, a tendência é de que os volumes de REN sejam gradativamente reduzidos e que o consumo incremental incorporado ao faturamento (IEN) aumente progressivamente, uma vez que os clientes permanecerão normalizados e integrados à base.

No programa de combate ao furto de energia, as inspeções em campo priorizam clientes predominantemente ligados, levando em conta inclusive o potencial de pagamento da dívida. Além disso, a intensificação da fiscalização dos serviços de campo e da qualidade das inspeções juntamente com a materialização dos Termos de Ocorrência de Inspeção (TOIs) contribuam para a redução dos processos judiciais e para a padronização das ações conforme orientação do órgão regulador.

Atualmente, a Light possui 898.400 medidores eletrônicos instalados, o que permite controlar remotamente aproximadamente 64% do faturamento, através do centro de controle de medição. Esse monitoramento é de fundamental importância para disciplinar o mercado e minimizar futuras reincidências de furto de energia.

Indicadores de qualidade – DEC e FEC (SAIDI e SAIFI)

No final de 2018, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela CEMIG D – (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor ("DEC"), em horas por ano, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor ("FEC"), foram de 10,06 e 5,06 respectivamente. Em 2017 os valores apurados de DEC e FEC da CEMIG D foram de 10,83 e 5,43, respectivamente. Ao final de 2018, o DEC e o FEC da Light foram de 7,78 e 4,44, respectivamente, em comparação com 9,14 e 5,26 em 2017.

Clientes e Faturamento

Base de clientes

O Grupo CEMIG comercializa energia através das empresas CEMIG D, CEMIG GT e outras subsidiárias integrais – Horizontes Energia, Sá Carvalho, CEMIG PCH, Rosal Energia, CEMIG Geração Camargos, CEMIG Geração Itutinga, CEMIG Geração Salto Grande, CEMIG Geração Três Marias, CEMIG Geração Leste, CEMIG Geração Oeste e CEMIG Geração Sul.

Este mercado consiste na venda de energia para:

(i) clientes regulados na área de concessão da CEMIG no Estado de Minas Gerais;

(ii) clientes livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;

(iii) outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e

(iv) distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2018, comercializamos um total de 55.555 GWh, ou 0,50% a mais que em 2017, enquanto o total de energia que transportamos para clientes livres teve crescimento de 8,72%, atingindo o montante de 19.286 GWh.

As vendas de energia para clientes finais e consumo próprio em 2018 totalizaram 43.563 GWh, ou um crescimento de 2,5% em relação a 2017.

As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia em 2018, totalizaram 11.991 GWh – ou 6,15% menor que em relação a 2017.

Em dezembro de 2018, o Grupo CEMIG atingiu 8.409.535 clientes faturados – um crescimento de 0,74% na base de clientes, em relação a dezembro de 2017. Destes, 8.409.183 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da CEMIG; e 352 são outros agentes no setor energético brasileiro.

Vendas para Clientes Finais

Residencial

A categoria de clientes residenciais representou 18,5% das vendas de energia da CEMIG em 2018, totalizando 10.266 GWh – ou 2,58% a mais que em 2017 e o consumo médio mensal por cliente em 2018 foi de 125,5 kWh/mês, ou 1,37% mais que em 2017 (123,8 kWh/mês);

Este maior consumo pela categoria de clientes residenciais foi resultado dos seguintes fatores:

a) Aumento de 52.164 clientes;

b) O calendário de faturamento em 2018 teve 1,1 dias a mais que em 2017 (365,3 dias, ante 364,2 dias em 2017).

c) O crescimento da economia brasileira em 2018 (PIB foi 1,1% maior em relação ao exercício precedente no Brasil e 1,2% maior em relação ao exercício precedente em Minas Gerais).

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 31,8% do volume total de energia comercializada por nós em 2018, em 17.689 GWh, ou 0,4% menor que em 2017.

Este declínio é a composição da redução de 0,85% no mercado regulado e de 0,33% no Mercado Livre.

O segmento de clientes cativos foi afetado pelo número de clientes 2,02% menor que em 2017, uma redução de 1.492 clientes.

No segmento livre, o resultado deveu-se ao menor montante de energia fornecido para os clientes livres da CEMIG GT no ano de 2018 em relação a 2017.

Comercial e Serviços

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 15,08% do volume total de energia comercializada por nós em 2018, em 8.380 GWh, 11,63% maior que em 2017. O aumento do consumo nessa categoria está associado ao crescimento da economia brasileira em 2018 (PIB foi 1,1% maior em relação ao exercício precedente no Brasil e 1,2% maior em relação ao exercício precedente em Minas Gerais). Isso reflete em uma redução de 1,19% no volume faturado aos clientes regulados da CEMIG D e um crescimento de 41,5% no volume de energia faturada pela CEMIG GT e de suas subsidiárias integrais aos clientes livres, em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

A redução do consumo no mercado cativo está associada à migração de clientes regulados para o Mercado Livre. O aumento do consumo no Mercado Livre está associado a um aumento de 82 clientes faturados em 2018.

Clientes Rurais

A energia utilizada pela categoria de clientes rurais, em 3.615 GWh, foi 0,99% maior que em 2017, e foi 6,5% do total negociado por nós em 2018. O consumo para irrigação teve uma redução de 6,77%, e sua utilização na agricultura e pecuária aumentou 2,98%. O volume de chuvas em 2018 foi maior do que em 2017, o que impactou o consumo dos clientes rurais.

Outras categorias de clientes

O fornecimento para outras categorias – governo, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio – totalizou 3.571 GWh em 2018, ou um aumento de 1,04% em relação a 2017.

Vendas no Ambiente de Contratação Livre, e 'Contratos Bilaterais'

Em 2018, as vendas totais de energia foram de 9.658 GWh, ou 7,27% a menos do que em 2017. Em 2017, a CEMIG GT vendeu um volume maior a agentes do setor energético. A comercialização de energia para outros agentes do setor energético no Mercado Livre resulta da concretização de oportunidades comerciais, que originam a celebração de contratos de venda de curto prazo.

Vendas no Mercado Regulado

As vendas no Mercado Regulado em 2018 totalizaram 2.333 GWh, uma redução de 1,2% em relação a 2017, devido a reduções em contratos. O mercado do Grupo CEMIG encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2018, comparado a 2017:

Tipo de Venda	2018				2017				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Variações	Variações
	(u n)	(%)	(GWh)	(%)	(u n)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Energia Comercializada	**8.409.535**	**100,00**	**55.555**	**100,00**	**8.347.483**	**100,00**	**55.277**	**100,00**	**0,7**	**0,5**
Vendas para clientes finais	8.408.481	99,99	43.522	78,34	8.346.349	99,99	42.463	76,82	0,7	2,5

Residencial	6.817.365	81,07	10.266	18,48	6.765.201	81,04	10.008	18,11	0,8	2,6
Industrial	73.003	0,87	17.689	31,84	74.497	0,89	17.761	32,13	-2,0	-0,4
Cativo	72.341	0,86	2.588	4,66	73.833	0,88	2.611	4,72	-2,0	-0,8
Livre	662	0,01	15.101	27,18	664	0,01	15.150	27,41	-0,3	-0,3
Comercial	721.149	8,58	8.380	15,08	718.520	8,61	7.508	13,58	0,4	11,6
Cativo	720.535	8,57	5.190	9,34	717.988	8,60	5.253	9,50	0,4	-1,2
Livre	614	0,01	3.190	5,74	532	0,01	2.255	4,08	15,4	41,5
Rural	712.793	8,48	3.615	6,51	705.541	8,45	3.652	6,61	1,0	-1,0
Cativo	712.792	8,48	3.614	6,51	705.541	8,45	3.648	6,61	1,0	-1,0
Livre	1	0,00	1	0,00	1	0,00	4	0,48	0,0	-75,0
Outras Categorias	84.171	1,00	3.571	6,43	82.590	0,99	3.534	6,39	1,9	1,0
Consumo Próprio	702	0,01	41	0,07	751	0,01	37	0,07	-6,5	10,1
Vendas no Atacado	352	0,00	11.991	21,58	383	0,00	12.777	23,12	-8,1	-6,2
Contratos no Mercado Regulado	28	0,00	2.333	4,20	46	0,00	2.362	4,27	-39,1	-1,2
Contratos Livres e Bilaterais	324	0,00	9.658	17,38	337	0,00	10.415	18,84	-3,9	-7,3

O volume das vendas de energia do Grupo CEMIG para a classe Industrial, no ano de 2018, segundo os principais setores de atividade econômica é detalhado na tabela abaixo:

Setores de Atividade	**Volume faturado (GWh)**	**%**
Metalurgia	4.078	23,1
Mineração	2.688	15,2
Produtos Minerais Não Metálicos	1.868	10,6
Produtos Alimentares	1.805	10,2
Produtos Químicos	1.097	6,2
Máquinas e equipamentos	510	2,9
Indústria Automotiva	906	5,1
Têxtil	776	4,4
Produtos Plásticos	934	5,3
Demais setores	3.026	17,1
Total, clientes industriais	17.689	100,0

Os dez maiores clientes empresariais da classe industrial atendidos pelo Grupo CEMIG, localizados em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, em termos de faturamento, são:

Clientes	**Atividade**
USIMINAS	Metalurgia e Mineração
CSN	Metalurgia
VALLOUREC	Metalurgia
SAINT GOBAIN	Produtos Químicos, Minerais Não Metálicos
ARCELORMITTAL	Metalurgia
KINROSS BRASIL	Mineração
FIAT	Indústria Automotiva
ANGLO AMERICAN	Mineração
HOLCIM	Produtos Minerais Não Metálicos
NOVELIS DO BRASIL	Metalurgia

Faturamento

Os faturamentos dos clientes que possuem contratos ativos de fornecimento de energia junto à CEMIG D estão regulamentados, dentre outras normas, pela Resolução Normativa nº 414/2010, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

De acordo com a Resolução, o faturamento do consumo de energia e demais cobranças é efetuado com periodicidade mensal e possui como premissa, o nível de tensão e a carga instalada na unidade consumidora. Entende-se por "carga instalada", a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW). Por "unidade consumidora", o conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

Os clientes da CEMIG D são divididos em baixa, média e alta tensão.

Os clientes de alta tensão, possuidores de conexões diretas com a rede de transmissão possuem a cobrança do valor monetário pela utilização da energia, no prazo de cinco dias úteis após a leitura do medidor. Estes clientes recebem o documento de pagamento, isto é, a fatura de energia, por e-mail.

Os clientes de média tensão são aqueles que recebem alimentação a uma tensão de 2,3 kV ou mais, eles totalizam cerca de 13.828 clientes, e são cobrados dentro de dois dias úteis após a leitura do medidor. As faturas, são encaminhadas para os clientes em vias impressas e por e-mail, devendo ser pagas em pelo menos cinco dias úteis, a partir da data da entrega nos respectivos endereços. A CEMIG D realiza os faturamentos de aproximadamente 86% de forma automatizada, graças à modernização e a automação da leitura dessas unidades consumidoras, por meio dos procedimentos de tele medição. Isso permite que a unidade do cliente seja medida em tempo real – de forma que a CEMIG D registra e atualiza o consumo de energia em intervalos regulares.

O faturamento dos clientes de baixa tensão é realizados em ciclos que variam entre 27 a 33 dias. A leituras dos medidores e as entregas das faturas são feitas de forma simultânea. Ao todo, são 7,7 milhões de unidades consumidoras faturadas com essa tecnologia, conhecida como "On Site Billing". O vencimento das faturas também ocorre em cinco dias úteis, a partir da data da sua entrega (ou em 10 dias úteis para estabelecimentos de entidades e órgãos públicos.) Os valores faturados para essa categoria de clientes, em sua maioria, baseiam-se na energia efetivamente consumida. Apenas 0,8% do total desses clientes possuem faturamentos baseados no consumo estimado (na média aritmética dos valores obtidos nos 12 meses anteriores ao consumo não medido).

Além da implementação do "Faturamento no local", a CEMIG D investiu no aumento do número de faturas enviadas por e-mail, que teve um crescimento de 63,28% em 2018, com aproximadamente 220.000 clientes passando a receber suas contas online. A CEMIG pretende intensificar campanhas para incentivar os clientes a eleger esta forma de recebimento de sua fatura mensal. Dessa maneira, a Companhia contribui para a redução de custos globais e intensifica os ganhos em sustentabilidade ambiental para o planeta, através da redução de papel impresso das faturas.

Em 2018, a CEMIG D economizou aproximadamente R$ 4 milhões com os procedimentos de leitura e impressão simultânea e cerca de R$ 500 mil com as faturas eletrônicas enviadas mensalmente. A modernização do sistema de cobrança e da rede de distribuição contribuiu significativamente para a satisfação dos clientes e para a qualidade do fornecimento de energia da CEMIG. A CEMIG pretende continuar com a melhoria neste campo e em campos relacionados.

Sazonalidade

As vendas de energia da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, o consumo de clientes industriais e comerciais aumenta no quarto trimestre devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural geralmente é associada a períodos de chuva. Durante o período de seca entre os meses de maio e novembro, o

consumo de energia é maior devido à irrigação agrícola. Os dados trimestrais de energia faturada pelo Grupo CEMIG junto aos clientes finais, regulados e livres, nos anos de 2016 a 2018, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2018	10.309	11.090	11.014	11.110
2017	10.364	10.712	10.607	10.817
2016	10.580	10.778	10.845	10.942

Concorrência

Contratos com Clientes Livres

Em 31 de dezembro de 2018, a CEMIG GT possuía um portfólio de contratos com 1.257 clientes livres. Deste total, 640 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais, com 45,6% da energia total vendida pela CEMIG GT no ano de 2018.

A estratégia adotada pela CEMIG no Mercado Livre é a negociação e celebração de contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com os clientes. A CEMIG busca se diferenciar da concorrência no Mercado Livre por meio do nível de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, com o que tem valor agregado na CEMIG GT. 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 de nossos resultados.

Matérias-Primas

A água fluvial é a principal matéria-prima utilizada pela CEMIG para a produção de energia pelas hidrelétricas. Desde 31 de dezembro de 2018, 80 das 88 usinas da CEMIG utilizam essa fonte e são responsáveis por 96,6% da energia produzida.

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 Companhia 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 energia, 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, Estaduais e Municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e emitir regulamentações que permitam essas leis. Geralmente, embora o Governo Federal tenha o poder de promulgar regulamentos ambientais gerais, os governos estaduais têm o poder de promulgar regulamentos ambientais específicos e ainda mais rigorosos, e os municípios também têm o poder de promulgar leis de acordo com o interesse local. Até o dia do presente relatório anual, entendemos que estamos em conformidade com as legislações e os regulamentos 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 energético

A Gestão Ambiental da CEMIG D 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 energia causado por árvores. Em 2018, as árvores responderam por 32.967 interrupções no fornecimento de energia, tanto no meio urbano quanto em áreas rurais, constituindo a sexta maior causa de interrupções não programadas no sistema de distribuição da Companhia.

Investimentos têm sido direcionados ao aprimoramento técnico da poda de árvores, para que o processo aconteça de forma a diminuir riscos, seja para o funcionário, seja para o sistema ou para a Responsabilidade Civil. 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.

A CEMIG vem desenvolvendo, em parceria com agentes próprios e externos, aplicativos informatizados para aprimorar a gestão do processo de manejo de vegetação e reduzir os índices de interrupção no meio urbano. A CEMIG também possui a iniciativa de aprimorar o manejo de vegetação em faixas de passagem (sua metodologia de Manejo Integrado de Vegetação), para reduzir custos, melhorar o desempenho do sistema e contribuir para a melhoria da qualidade ambiental.

Licenças ambientais

O objetivo do licenciamento ambiental é estabelecer condições, restrições e medidas de controle ambiental que devem ser cumpridas por pessoas físicas e jurídicas ao instalar, expandir e operar entidades ou atividades que utilizem recursos ambientais ou tenham o potencial de causar danos ao meio ambiente.

A lei brasileira exige que as licenças sejam obtidas para diversas atividades, incluindo construção, instalação, expansão e operação de qualquer instalação que utilize recursos ambientais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição ambiental ou prejudicar o patrimônio histórico, cultural e arqueológico.

A não obtenção e o descumprimento das exigências de uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar uma entidade que cause impacto ambiental, tal como as usinas hidrelétricas operadas e sendo implementadas pela CEMIG, estão sujeitos a sanções administrativas, como multas, suspensão das operações, bem como sanções criminais, tais como multas e detenção de indivíduos e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

Temos projetos licenciados nos níveis federal e estadual.

Licenciamento Ambiental de Funcionamento

A Lei Federal nº 9.605, promulgada em 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.710 (atualmente Medida Provisória nº 2.163-41/01), 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. Em função disto, estamos negociando com (i) o IBAMA; e (ii) as Superintendências Regionais de Regularização Ambiental ("Suprams"), que constituem as autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais para a obtenção das licenças ambientais para a operação de todas as nossas usinas e linhas de transmissão que entraram em operação antes de fevereiro de 1986.

Para as usinas de geração localizadas no Estado de Minas Gerais, que estão sujeitas ao licenciamento ambiental em nível estadual, firmamos acordos com as Suprams e com o IBAMA de forma a gradualmente trazer conformidade às nossas instalações.

Para as instalações da CEMIG GT que entraram em operação antes de fevereiro de 1986, embora ainda não tenhamos obtido uma licença de operação, preparamos as avaliações ambientais necessárias, arquivamos os pedidos junto aos órgãos ambientais apropriados e os submetemos para análise.

Para gerenciar o cumprimento das condicionantes, utilizamos o Índice de Redução do Risco do Descumprimento das Condicionantes Ambientais ("IRDC").

Em 2018, foram obtidas 19 licenças e autorizações para regularização de projetos da CEMIG D, na categoria Documentos Autorizativos para Intervenções Ambientais ("DAIAs"). Todos os processos supracitados foram regularizados nas SUPRAMs distribuídas pelo Estado de Minas Gerais.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Todas as licenças necessárias para o funcionamento regular das atividades da Gasmig foram emitidas pelas autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais (Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SEMAD).

As licenças e autorizações ambientais emitidas pelos devidos órgãos municipais, estaduais e federais geralmente impõem condições relacionadas aos impactos ambientais inerentes às nossas atividades, que devem ser cumpridas para que as licenças ambientais permaneçam válidas. Elas devem ser cumpridas enquanto a licença estiver em vigor. Por isso, a CEMIG está adotando medidas adequadas para seu integral cumprimento e respectiva comprovação perante o órgão ambiental, de forma a se evitar a aplicação de eventuais penalidades administrativas e criminais, tais como multas, suspensão de operações ou revogação da licença.

Reservas Legais Ambientais

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal nº 12.651, de 25 de maio de 2012 (Novo Código Florestal), 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 para áreas adquiridas ou expropriadas pelo titular de uma concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, em que projetos de geração de energia, ou subestações de energia ou linhas de transmissão ou distribuição estejam operando.

Em Minas Gerais, a Lei nº 20.922 promulgada em 16 de outubro de 2013, fez provisões na Política Florestal e na Política de Proteção da Biodiversidade do Estado, adaptando a legislação ambiental às disposições do Código Florestal. Neste sentido, a cobrança de Reserva Legal para os empreendimentos hidrelétricos foi revogada, possibilitando a retomada da análise dos processos de Licenciamento Ambiental Corretivo que haviam sido adiados por este motivo no ano anterior. Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas 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 do novo Código Florestal Brasileiro e a exclusão dos projetos hidrelétricos da necessidade de registro de Reserva Legal resolveram essa questão permitindo a continuidade do processo de licenciamento ambiental dos diversos projetos da empresa, com a aquisição das licenças de operação pendentes e a manutenção de sua conformidade legal.

Áreas de Preservação Permanente

A vegetação ao redor do reservatório é legalmente classificada como Área de Preservação Permanente ("APP"). A extensão da APP varia dependendo de o reservatório estar localizado em áreas rurais ou urbanas. Nas áreas rurais, pelo menos 30 metros devem ser preservados, enquanto nas áreas urbanas, pelo menos 15 metros que devem ser preservados. A preservação das APPs é obrigatória, sendo permitidas intervenções em situações específicas.

A não preservação da vegetação nas APPs ou a supressão não autorizada de vegetação nas APPs podem levar a sanções administrativas, como multas que variam de R$ 5.000 a R$ 50.000 por hectare, limitadas a no máximo R$ 50 milhões e responsabilidade criminal.

A Lei nº 12.651/12 estipula que as APPs de reservatórios artificiais devem cumprir um programa específico criado para regular as medidas de uso e conservação da área ao redor do reservatório. Esse programa é chamado de Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório ("PACUERA") e deve ser elaborado de acordo com as exigências mínimas determinadas pela autoridade ambiental competente durante o processo de licenciamento ambiental.

Com a nova lei denominada Política Florestal do Estado de Minas Gerais, a exigência acima foi incorporada à legislação estadual e a elaboração e aprovação da PACUERA deve estar em conformidade para a concessão de licenças de operação.

Nós agora incorporamos o desempenho da PACUERA nos procedimentos para obtenção das licenças de operação dos projetos sujeitos a licenciamento ambiental em nível estadual.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal n° 9.985, promulgada em 18 de julho de 2000, e do Decreto n° 4.340, promulgado em 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. As unidades de conservação são áreas sujeitas a proteção especial e incluem estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais e áreas de interesse ecológico relevantes. A autoridade ambiental com competência para licenciar o projeto estipula a compensação ambiental para cada empresa, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente.

O Decreto Federal nº 6.848/2009, promulgado em 14 de maio de 2009, e o Decreto nº 45.175 do Estado de Minas Gerais, promulgado em 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia de decisão destas medidas de compensação, exigindo que 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:

- Para projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgada em 2000, será utilizado o Valor Contábil Líquido ("VCL"), excluindo reavaliações ou, na ausência deste, o valor do investimento feito no projeto; e

- A compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgado em 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45175 promulgado em 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 12.783/2013) sobre os empreendimentos da CEMIG GT, a empresa fez uma consulta ao Instituto Estadual de Florestas ("IEF"), relativo ao Sistema de Transmissão, para ser informada sobre a compensação ambiental devida. O IEF submeteu o inquérito à Advocacia Geral da União ("AGU"). Na data deste relatório anual, a Companhia não recebeu resposta a esta consulta.

Além da compensação ambiental acima referida, as compensações florestais para a limpeza dos caminhos das torres de energia e os acessos nos quais a vegetação foi suprimida são rotineiras.

Outros requisitos ambientais podem se tornar aplicáveis devido aos impactos de vários projetos, tais como a elaboração e operacionalização de programas de monitoramento de fauna e flora da região do entorno do sistema de energia programas de educação ambiental, e Programas de Recuperação de Áreas Degradadas ("PRADs").

***Gestão de Peixes* – O Programa Peixe Vivo**

A construção de usinas hidrelétricas pode colocar em risco os peixes que habitam os rios, devido a diversas alterações causadas ao ambiente aquático pelo uso de barragens. Uma das principais atribuições de nossa área ambiental é garantir que não ocorram acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em nossas usinas hidrelétricas. Além disso, 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.

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 empreendimento. As principais atividades do programa se resumem à sua missão, que são: "Minimizar o impacto sobre a ictiofauna buscando soluções e tecnologias de manejo que integrem a geração de energia 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.

Em média, no período de 2007 a 2018, a CEMIG gastou R$ 6,0 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa Peixe Vivo. Investimos outros R$ 6,6 milhões em barreiras físicas para impedir a entrada de peixes no tubo de sucção da Usina Hidrelétrica de Três Marias.

O Programa desenvolve cinco projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 32 estudantes e pesquisadores.

Estas parcerias, que operam desde 2007, resultaram em mais de 364 publicações técnicas até o momento, além de ter sido referência nacional 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.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Gasodutos – As redes de distribuição de gás natural canalizado da GASMIG são subterrâneas, atravessando zonas rurais e urbanas. Os tubos são geralmente instalados em vias públicas próximos aos de drenagem pluvial, saneamento, energia e telecomunicações, entre outros serviços públicos. A instalação das redes no subsolo urbano apresenta riscos de danos aos dutos por trabalhadores de manutenção terceirizados. No entanto, todas as nossas redes de gás são sinalizadas de acordo com os padrões nacionais e os procedimentos internos. Além da sinalização de segurança, a presença da rede GASMIG em estradas, ruas e outras áreas é mostrada no site da empresa, onde o mapa da rede é

disponibilizado de forma completa e atualizada. A Gasmig presta serviços gratuitos de orientação em campo para escavações de terceiros através do seu programa Escave com Segurança. Orientação e apoio para a execução segura de obras podem ser solicitados através do atendimento 24 horas da Gasmig.

A Gasmig também conta com planos de inspeção de rede, a fim de verificar as condições de segurança do sistema e evitar intrusões, construções ou erosões nas proximidades dos dutos.

Em 2018, em função da efetividade das ações preventivas adotadas pela Gasmig, houve uma incidência muito reduzida de danos causados por terceiros. As perdas foram reduzidas devido à baixa pressão operacional de quaisquer redes danificadas e aos curtos tempos de resposta para a contenção de vazamentos.

Redes de Transmissão – Temos servidão para nossa rede de transmissão e distribuição sobre um terreno com aproximadamente 26.966 quilômetros 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. Estamos buscando soluções para estes problemas, que irão envolver a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia.

O Comitê de Equacionamento e Prevenção da Ocupação Humana nas Linhas de Transmissão e Distribuição foi criado para mitigar esses riscos monitorando e registrando invasões e tomando medidas para prevenir invasões nas passagens das linhas de transmissão e subtransmissão. Várias medidas foram adotadas para preservar a faixa de segurança destas linhas, 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 à 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. Também estão sendo planejados sistemas eletrônicos de segurança para monitorar as instalações da usina de geração. 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 do número de represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens das reservas por construções não autorizadas. Entretanto, estamos empregando nossos melhores esforços para prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente ("APPs") em volta das represas. Para fiscalizar as áreas dos reservatórios, durante 2018, dirigimos aproximadamente 166.622 km em veículos, passamos 722 horas navegando em reservatórios e cursos de água e fizemos mais de 7.853 vistorias. Recentemente, adicionamos mais postos de inspeção para o monitoramento dos bancos dos reservatórios, uma vez que as usinas de São Simão, Volta Grande, Jaguara e Miranda deixaram de fazer parte das operações da CEMIG.

O Mercado de Carbono – Acreditamos que o Brasil tem um potencial significativo de geração de créditos de carbono via projetos de energia limpa que seguem o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ("MDL"), ou os Mercados Voluntários. A cada ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas visando à redução da emissão de dióxido de carbono, por meio, por exemplo, do Projeto de Emissão de Carbono.

O Grupo CEMIG tem participação em projetos do MDL registrados na *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), incluindo sete PCHs com capacidade de 116 MW e duas usinas hidrelétricas com capacidade de geração combinada de 3.708 MW e uma usina solar com capacidade de 3 MW. O processo de verificação e emissão de parte dos créditos de carbono da PCH Cachoeirão e das UHE Baguari e Santo Antônio foi concluído, correspondendo a aproximadamente 1.402 toneladas de emissões de CO2 evitadas por meio deste programa.

Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com Bifenilas Policloradas, ou PCBs – Na CEMIG, a maior parte dos grandes equipamentos contaminados com PCBs foi removida do sistema elétrico e enviada à incineração em 2002. Desde então, a massa restante de PCB identificada vem sendo eliminada progressivamente. A legislação brasileira proíbe a comercialização de PCBs desde 1981, porém permite sua utilização em equipamentos que ainda estejam em operação. A Convenção de Estocolmo (CE), da qual o Brasil é signatário e que foi ratificada pelo Decreto nº 5472/2005, estipula a retirada de operação de equipamentos contaminados com PCBs até 2025 e sua completa destruição até 2028.

Estão em elaboração duas propostas de regulamentações sobre gerenciamento de PCB: Projeto de Lei nº 1075/2011 e o Processo nº 02000.001745/2012-63 do Conama. Algumas provisões no texto de ambas regulamentações

apresentam exigências que extrapolam o que é exigido pela CE e o que é adotado em diversos países desenvolvidos. Assim, conforme regulamentação que vier a ser aprovada, o gerenciamento de PCB pode afetar o contrato de concessão e ter grande impacto técnico e econômico na CEMIG e em todas as concessionárias do Setor Energético, especialmente as distribuidoras.

A CEMIG participa ativamente das discussões sobre estas regulamentações por meio da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia e do Fórum de Meio Ambiente do Setor Energético.

Tecnologias Operacionais - CEMIG

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. A CEMIG desenvolveu e completou o projeto de migração do seu principal data center para uma empresa especializada na prestação de serviços desta natureza, com o objetivo de otimizar suas atividades internas e aumentar a disponibilidade de infraestrutura e aplicações que suportam os seus negócios.

Centro de Operação do Sistema

O Centro de Operação do Sistema da CEMIG ("COS"), localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é a parte central de nossas operações. Com duas modernas salas de controle, coordena as operações de todo o nosso sistema energético, em tempo real, proporcionando integração operacional da geração e transmissão de energia. Ele ainda opera a interligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estendem a mais de 50 subestações de alta e extra alta tensão, mais de 16 grandes usinas geradoras, 14 PCHs, uma usina termelétrica e uma usina de energia eólica.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia. 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 9001:2015.

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 405 subestações de distribuição, 519.063 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 17.430 quilômetros de linhas de distribuição, 8,37 milhões de clientes e opera em 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 14.769 serviços de campo por dia em 2018. 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.

Sistema de Informações Geocientíficas

O Projeto Atlantis visa modernizar e unificar o sistema de geoprocessamento de linhas e redes de distribuição da CEMIG. O novo sistema permite o gerenciamento de recursos com uma visão geoespacial, permite o planejamento de expansões, registra equipamentos elétricos para a análise de redes elétricas e auxilia no cumprimento das resoluções normativas da ANEEL.

O Sistema de Informações Geográficas (ou GIS - *Geographic Information System*) nos permitirá dar suporte aos processos de registro e design, além de auxiliar os seguintes processos corporativos: expansão e manutenção da rede, proteção das receitas, planejamento e suprimentos, serviços às propriedades e gerenciamento de ativos por meio de total integração com o sistema de Planejamento dos Recursos da Empresa (ou ERP - *Enterprise Resource Planning*), além de dar suporte às operações. Além disso, dá suporte à engenharia por meio da integração com o sistema de cálculos elétricos e mecânicos, que proporciona análise da rede e um dimensionamento adequado da rede. O projeto Atlantis iniciou em

2015 e parte da solução foi implantada em agosto de 2017. As demais etapas de implantação serão concluídas em fevereiro de 2020.

Rede Interna de Telecomunicações

A rede de telecomunicações da CEMIG é composta por links de micro-ondas de alto desempenho a cargo de mais de 376 estações de comunicação e um sistema óptico de aproximadamente 1.670 km de fibra óptica, que proporciona uma mix de modalidades de telecomunicação. Nossa robusta rede de dados é composta, também, de instalações de comunicação que compartilham o site com mais de 418 subestações, 44 usinas e 172 linhas de transmissão e distribuição de alta e extra alta tensão.

As soluções fornecidas abrangem desde redes telefônicas e corporativas até redes de telecomunicações cruciais para a missão da companhia, dedicadas ao monitoramento, proteção e controle de usinas de geração, subestações, linhas de transmissão e distribuição, envio de equipes de campo para prestação de serviços técnicos e comerciais, previsão de raios e tempestades e sistema hidro meteorológico para a operação de reservatórios.

Para apoiar a supervisão e o controle do sistema de distribuição de missão de média tensão, crucial para a missão da companhia foi implantado um sistema proprietário de radiocomunicação, instalado em aproximadamente 700 religadores e 77 comutadores automatizados. Outros 8.720 religadores são monitorados e controlados utilizando soluções de terceiros, iniciando 8.570 suportados por solução móvel e 150 via satélite.

O envio de serviços comerciais e técnicos é realizado com auxílio de 1.200 terminais móveis para veículos conectados por uma solução híbrida por satélite e celular e 400 dispositivos de mão equipados com solução celular.

Aproximadamente 15.000 medidores de energia são equipados com solução celular e dedicados à proteção das receitas. Além disso, mais de 5.000 medidores que utilizam a solução RF Mesh e PLC foram instalados em clientes de baixa tensão e transformadores de média tensão na região de Sete Lagoas, constituindo uma prova conclusiva do conceito de infraestrutura de medição avançada (Advanced Metering Infrastructure – AMI).

A rede corporativa de dados atende a mais de 230 escritórios e unidades dentro da área de concessão.

A Operação de Rede de Telecomunicações monitora e opera a infraestrutura 24 horas por dia, 7 dias por semana para garantir continuidade e confiabilidade, em conformidade com os regulamentos do País e de acordo com as normas da ANEEL, com os procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema (NOS) e demais regulamentos específicos.

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos atende 377 unidades em 275 cidades de Minas Gerais, interligadas por uma infraestrutura que varia de links de micro-ondas, fibras ópticas e cabos metálicos, próprios ou providos por operadoras contratadas. A arquitetura segue padrões de mercado, utilizando equipamentos de última geração, que são monitorados, operados e gerenciados com o uso de tecnologias de ponta.

As topologias de rede física e lógica empregam recursos de segurança, como firewalls, sistema de prevenção de invasões (*Intrusion Prevention System*, ou IPS), sistema de controle de acesso e sistemas antivírus e AntiSpam, que são continuamente atualizados para garantir a proteção contra acessos não autorizados, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de gerenciamento de informações e eventos de segurança (*Security Information and Event Management System* - SIEM) possibilita a investigação de eventos adversos, além de fornecer uma base de registros para cumprir as exigências da legislação.

O Centro de Operações de Redes e Segurança, situado na sede da Companhia, em Belo Horizonte, monitora, opera e gerencia toda a infraestrutura de rede e segurança em regime contínuo (24 horas por dia x 7 dias na semana), mantendo a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados em toda a extensão da rede.

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.

Para cumprir a estratégia e os objetivos da empresa, a Companhia utiliza a metodologia *Balanced Scored Card*. Os objetivos estratégicos são implantados nas metas de contribuição de TI. Isso permite o alinhamento da TI com as necessidades dos negócios.

Os processos e serviços de TI são estruturados e monitorados usando uma metodologia Itil. Esse monitoramento permite lidar com desvios e garante a melhoria contínua dos processos.

A empresa possui um sistema de gerenciamento de riscos e controles baseado no Cobit 5 visando cumprir as exigências da Lei Sarbanes Oxley. Esse sistema é avaliado anualmente pela auditoria interna e por auditores externos independentes.

Canais de Relacionamento com o Cliente

Possuímos nove grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. O contato de prestação de serviço de atendimento ao cliente, tanto em caráter de emergência ou para solicitações de serviços, pode ser feito através: (i) nosso call center, sendo capaz de atender até 294.000 chamadas por dia, além de contar com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR ou *Unidade de Resposta Audível* – URA); (ii) nossas agências de atendimento pessoal, presentes nos 774 municípios de nossa concessão; (iii) nossa Agência Virtual, situada em nosso website, que oferece 26 tipos de serviços; (iv) de SMS; (v) redes sociais: Facebook, WhatsApp e Twitter; (vi) aplicativo de smartphone "CEMIG Atende" que oferece 18 tipos de serviços e do aplicativo Telegram (via serviço de bot: @CemigBot) que oferece cinco tipos de serviços.

Sistema de Gestão Comercial

Estabelecemos e consolidamos um sistema eficiente de atendimento ao cliente, baseado na plataforma SAP CCS (*Customer Care Solution*)/CRM (*Customer Relationship Management*), totalmente integrado ao banco de dados *Business Intelligence* (BI), que dá suporte aos nossos processos de atendimento ao cliente.

Os funcionários usam o CCS/CRM para gerenciar e atender aproximadamente 9 milhões de clientes que recebem o fornecimento de energia de alta, média e baixa tensão.

Ambas as ferramentas corporativas proporcionam entrega eficiente e segurança, qualidade e produtividade aos nossos processos, em conformidade com as exigências do mercado e da regulamentação.

A CEMIG criou um banco de dados que reúne todas as informações dos clientes, com suas demandas de forma a gerenciar e acompanhar os serviços.

Possibilitando que os funcionários da CEMIG identifiquem e direcionem seus clientes de acordo com suas necessidades e que gerenciem as campanhas de marketing.

Proporcionando um relacionamento personalizado e melhorando a satisfação dos clientes.

Fornecer aos funcionários informações e processos para melhor conhecer os clientes, entender suas necessidades e estabelecer relacionamentos efetivos entre a empresa e os clientes.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 17.431 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão na rede da CEMIG D, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportados por, aproximadamente, 53.151 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da CEMIG GT possui 4.931 quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão, operando de 230kV a 500kV, suportadas por, aproximadamente, 11.754 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 D 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 de energia como um todo.

Todas as linhas de transmissão de extra alta tensão da CEMIG G 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". Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para suportar o trabalho em rede energizada e desenergizadas. Em 2015, a CEMIG GT adquiriu 37 estruturas reservas para serem utilizadas em caso de emergência. Temos uma equipe bem treinada, para o suporte em nossas linhas de transmissão quando necessário.

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

Gestão de Segurança da Informação

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, nossas ações recorrentes para aprimoramento dos processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação.

A CEMIG mantém um programa contínuo de conscientização de segurança para seus funcionários por meio de campanhas anuais. Este ano, realizamos um treinamento usando e-learning, no qual 2.500 funcionários foram treinados.

Ferramentas Gerenciais

A solução SAP GRC (*Software Solutions for Governance, Risk & Compliance*) controla nossos processos, com foco no cumprimento das exigências das atividades de auditoria interna. O módulo GRC Process Control permite executar o monitoramento contínuo de controles usando fluxos de trabalho automatizados para gerenciar efetivamente as atividades de compliance. Alguns dos controles cruciais de TI estão sendo automatizados com este módulo. Os processos de análise de riscos de gerenciamento de acesso de usuários, gerenciamento de funções e segregação de funções (SoD) também foram aprimorados com o módulo Controle de Acesso.

Ativos Imobilizados e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos são nossas usinas de geração de energia, e na infraestrutura de transmissão e distribuição, descritos no 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, incluindo projetos em construção, era de R$ 13.439 milhões em 31 de dezembro de 2018.

As instalações de geração representaram 21,26% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 80,19% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 82,49% e outros intangíveis, inclusive sistemas de distribuição de gás representam 15,62%), e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 1,89%).

A média de depreciação anual aplicada a essas instalações eram de: 3,61% para instalações de geração hidrelétrica, 8,42% para instalações administrativas e 4,59% para instalações termelétricas.

Com exceção da nossa rede de geração e distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2018. Nossa infraestrutura é adequada às nossas necessidades atuais e adequada às finalidades pretendidas. 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 Energético Brasileiro

Geral

No setor energético brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram tradicionalmente conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre foram de propriedade do Governo Federal ou dos governos estaduais. Desde a década de 1990, várias companhias estatais foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), teve como objetivo privatizar a parte controlada pelo Estado do setor de energia, mas a administração de Luís Inácio Lula da Silva (2003-2010), encerrou este processo e implementou um "Novo Modelo do Setor" para o setor energético brasileiro, expresso na Lei nº 10.848, promulgada em 15 de março de 2004, denominada "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico".

Mudanças significativas foram implementadas durante a administração de Dilma Rousseff (de 2011 a 2016), por meio da Medida Provisória nº 579/12, convertida na Lei nº 12.783/13, estabelecendo novas regras para renovação ou relicitação das concessões das usinas hidrelétricas de geração de energia.

Posteriormente, sob a administração de Michel Temer (2016-2018), outras mudanças foram introduzidas no setor pela Medida Provisória nº 735/2016, promulgada como a Lei nº 13.360/16, incluindo a alteração das regras de licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como a abordagem da renegociação do risco hidrológico. Também em 2017, iniciou-se uma série de consultas públicas que discutiram propostas de modernização e ampliação do Mercado Livre de fornecimento de energia com a indústria (Consulta Pública nº 33).

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Com o objetivo de garantir a segurança do 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 atingir taxas razoáveis, a Lei do Novo Modelo do Setor Industrial exige que todas as compras de energia por distribuidores sejam feitas por leilão, com base nos critérios de menor preço, onde a contratação seja realizada através do Mercado Regulado. Os leilões são categorizados em dois tipos: (i) leilões de fornecimento de novas usinas, visando a expansão do sistema; e (ii) leilões de energia gerada por usinas existentes, visando atender a demanda existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia: (i) o Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos todo a energia de que necessitam para suprir seus clientes; e (ii) o Mercado Livre, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas, tais como clientes livres e entidades que comercializam energia. As distribuidoras poderão operar apenas no Mercado Regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

As exigências para expansão do setor são avaliadas pelo Governo Federal através do MME. Duas entidades foram criadas para fornecer a estrutura para o setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), companhia estatal responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão; e (ii) CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo (spot). O CCEE também é responsável, através de delegação pela ANEEL, por organizar e conduzir os leilões de energia pública através do Mercado Regulado, nos qual todas as distribuidoras compram energia.

O Novo Modelo do Setor eliminou o "self-dealing", obrigando os distribuidores a comprar energia pelo preço mais baixo disponível em vez de comprá-la de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor isentou contratos firmados antes da promulgação da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua aprovação.

Diversas categorias de fornecimento de energia estão liberadas de exigências do leilão público através do Mercado Regulado: (1) alguns projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e PCHs); (2) usinas qualificadas no âmbito do programa PROINFA; (3) energia de Itaipu e, a partir de 1º de janeiro de 2013, de Angra I e II; (4) contratos de compra de energia celebrados antes da Lei Modelo da Nova Indústria; e (5) concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783. As alíquotas de comercialização da energia gerada pela Itaipu são denominadas em dólares norte-americanos e estabelecidas pela ANEEL, de acordo com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, e há volumes de aquisição obrigatórios. Como consequência, as tarifas de energia da Itaipu aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real. As alterações no preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobrás.

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 está associado 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 obtida. 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 associada a restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de energia, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a clientes livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de Dois Ambientes de Comercialização de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos todo a energia de que necessitam; e (2) o Mercado Livre, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas, tais como clientes livres e entidades que comercializam e importam energia.

O Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR)

No Mercado Regulado, as distribuidoras adquirem energia para seus clientes regulados por meio de leilões regulados pela ANEEL e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se dão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, uma geradora se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser afetado negativamente por condições hidrológicas e baixos níveis nos reservatório, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora será obrigada a comprar a energia de terceiros a fim de cumprir os seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao Mercado Regulado. Neste caso, a receita da geradora é garantida nas condições contratuais e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos clientes. Em conjunto, esses acordos compreendem em contratos de compra de energia, Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEARs”), no Mercado Regulado.

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de sua demanda total apurada na CCEE, estarão sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade de sanções, tal como a participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”), onde permite a gestão de superávits e déficits entre empresas de distribuição ou compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo total pode ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo. Se uma distribuidora contratar mais do que 105% da sua demanda total, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para minimizar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de “energia existente” em até 4% ao ano, através de negociações bilaterais por meio do Regulamento 711, através de "Contratos de Nova Energia” do MCSD, e de clientes que optaram por se tornar livres (sendo supridos diretamente por geradores).

Com a renovação das concessões das usinas hidrelétricas, foi criado o Contrato de Contas de Garantia Física (“CCGF”). Esses contratos consideram 90% 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.

O Mercado Livre

No Mercado Livre, a energia é comercializada pelos geradores de energia. O Mercado Livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até os vencimentos de seus termos atuais. Ao expirar, novos contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os clientes livres potenciais 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. Desde janeiro de 2019, os clientes cujo fornecimento começou antes de 1995 também puderam migrar para o Mercado Livre, nos termos da Lei nº 13.360/16. Em julho de 2019, a restrição para ser um cliente livre será reduzida para 2,5 MW e, em janeiro de 2020, para 2 MW (Portaria nº 514/2018). Além disso, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras, além da companhia distribuidora local, se optarem em comprar energia gerada por fontes alternativas, tais como PCHs, fonte eólica ou biomassa.

Uma vez que um cliente tenha optado pelo Mercado Livre, só poderá voltar ao mercado regulado após o período de cinco anos da comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. O distribuidor pode reduzir este prazo a seu critério. Este prazo visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos clientes livres no Mercado Regulado. Além disso, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos clientes livres. As geradoras estatais também podem vender energia para clientes livres, mas, ao contrário das geradoras do setor privado, elas são obrigadas a fazê-lo através de um processo de leilão.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

Não é permitido às distribuidoras no Sistema Interligado Nacional ("SIN"): (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia; (2) vender energia a clientes livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus clientes regulados no Mercado Regulado; (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 do Nível de Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia 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 potenciais clientes 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 cada critério das companhias de distribuição, iniciando-se 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 16 de março de 2004 (data da publicação da Lei nº 10.848/04). 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 às distribuidoras que contrataram um volume menor de energia do que aquele necessário para atender a demanda de seus clientes.

Em 2016, foi criado o MCSD de Energia Nova, que permite a transferência de novos contratos de energia entre as distribuidoras para compensar os excedentes e déficits. Se há mais excedente que déficit, o mecanismo também permite que as geradoras ofereçam a redução dos contratos aos distribuidores para compensar esse excedente. A redução é afetada em ordem decrescente de preço e não há compensação financeira para a redução. No final de 2017, a ANEEL restringiu a oferta de redução a geradores que não estão em operação comercial (operação atrasada).

Além do MCSD de Energia Nova, foi publicada também a Resolução Normativa nº 711/16 da ANEEL, que permite a negociação bilateral de contratos entre geradoras e distribuidoras, permitindo a redução parcial ou total da energia contratada sob CCEARs. Este mecanismo prevê uma compensação financeira se o contrato reduzido tiver um preço acima do preço médio do portfólio do distribuidor (PMIX). Tal compensação é limitada a um período de 36 meses. Se o CCEAR tiver um preço abaixo do PMIX, a perda deve ser reembolsada ao cliente. No final de 2017, a ANEEL alterou a Resolução nº 711/16, restringindo as negociações bilaterais com distribuidores a geradoras que não estão em operação comercial. A ANEEL também reduziu a compensação financeira para receita de 12 meses para redução permanente.

Para compensar as restrições dos mecanismos New Energy MCSD e da Resolução Normativa nº 711/16, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 824/2018, criou um mecanismo (Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE) para a distribuidora vender seu excedente. O MVE fará leilão público com produtos anuais, semestrais e trimestrais, onde os distribuidores podem oferecer seu excedente a agentes do Mercado Livre. Se o excedente do distribuidor estiver abaixo dos 105%, a diferença positiva entre o preço da oferta e o PLD (no período do produto) será dividida entre a

empresa de distribuição e o cliente; caso contrário, se a diferença for negativa, a empresa de distribuição arca com a perda. Acima de 105%, a empresa assume todos os resultados positivos e negativos.

Limites de Repasse

O Novo Modelo do Setor Elétrico também limita o repasse de custos de energia aos clientes finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as companhias de distribuição e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões "A-3". O Valor Anual de Referência é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser repassados integralmente. O Decreto nº 5.163/04 estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição de repassarem custos a clientes:

- 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 de 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, 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 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 clientes regulados, 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 nº 450/2011 da ANEEL. Caso a energia adquirida no leilão A-1 exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente aos clientes finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada por empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia gerada pelos 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 8.379/14, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência.
- 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 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 uma tarifa anual. De modo geral, os 'custos da Parcela A' são integralmente repassados aos clientes. 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 que estão sob o controle das distribuidoras, são ajustados pela inflação de acordo com o índice IPCA. O reajuste anual médio da taxa inclui componentes como variação interanual dos custos da Parcela A ("CVA") e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa para cima ou para baixo que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (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. O Fator X é um resultado de três componentes: um fator de produtividade que representa os ganhos de produtividade (Xpd); o fator de qualidade (XQ), que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado e o Fator Xt, 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 celebrou a Audiência Pública nº 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. Essa taxa de retorno foi aplicável aos investimentos realizados pela CEMIG D até o próximo ciclo tarifário, que foi realizado em 2018. Depois disso, a nova taxa de retorno calculada pelo regulador é de 8,09% após impostos.

A ANEEL também alterou a metodologia utilizada para calcular o Fator X da metodologia de fluxo de caixa descontado para o método de Produtividade Total dos Fatores ("PTF"), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade. Também foram incluídos os outros dois componentes, conforme mencionado acima: XQ e Xt. Os componentes do fator X, determinado na revisão de 2018 para o período 2018/2023, foram: Xt = -1,33%, em cada revisão, um Xpd e XQ são calculados e adicionados aos valores anteriores.

A ANEEL também emitiu regulamentações que regem o acesso às instalações de distribuição, transmissão e estabelecendo TUSD e TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e clientes 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 mais detalhadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, veja a seção – "Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão".

Em 2015, a ANEEL separou parte dos custos de energia variável de distribuidores, previamente acordados em serem aplicados em 2016, e criou uma taxa adicional que seria repassada aos clientes através de suas contas de energia. Esse sistema ficou conhecido como "bandeiras tarifárias". O sistema fornece aos clientes um sistema que divulga os custos reais de geração de energia. O sistema é simples: as cores das bandeiras (verde, amarelo ou vermelho) indicam se, com base nas condições de geração de energia, o custo da energia para os clientes vai aumentar ou diminuir. Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas contas dos clientes. Se as condições são um pouco menos favoráveis, a bandeira passa a ser amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo, que atualmente tem a taxa de R$ 2,50 por 100 kWh (ou suas frações).

Já em condições ainda mais desfavoráveis, a bandeira fica vermelha e o adicional cobrado passa a ser proporcional ao consumo que atualmente tem a taxa de R$ 4,50 por 100 kWh (ou suas frações). Durante todo o ano de 2015 a bandeira tarifária permaneceu no vermelho. Em 2016, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela fixada em R$ 1,50 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 fixada em R$ 3,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 fixada em R$ 4,50 por 100 kWh. Durante 2016, houve bandeira vermelha em janeiro e fevereiro, amarela em março e novembro e verde nos outros meses.

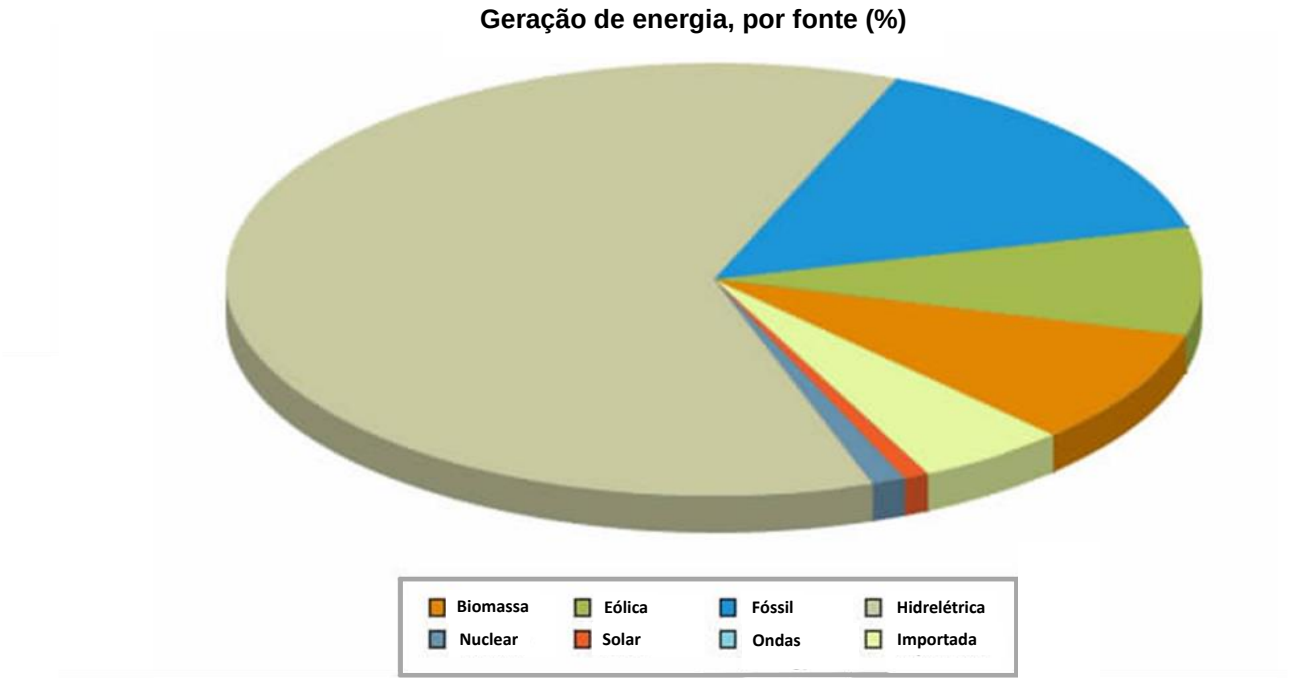
Em 2017, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R$ 2,00 por 100 kWh, a bandeira vermelha 1 foi fixada em R$ 3,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi definida como R$ 3,50 por 100 kWh. Durante 2017, houve bandeira vermelha 2 nos meses de outubro e novembro, bandeira vermelha 1 em abril, maio, agosto e dezembro, bandeira amarela em março, julho e setembro e bandeira verde em todos os outros meses. Em 2018, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R$ 1,00 por 100 kWh, a bandeira vermelha 1 foi fixada em R$ 3,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi definida a R$ 5,00 por 100 kWh. Durante 2018, houve bandeira vermelha 2 de junho a outubro, bandeira amarela em maio e novembro e bandeira verde em todos os outros meses.

Aquisição de terras

As concessões do Governo Federal obtidas pela CEMIG atribuem à concessionária a aquisição dos terrenos nos quais as usinas e subestações serão implantadas. As empresas de energia no Brasil precisam negociar com cada proprietário para obter os terrenos necessárias para a implementação da entidade. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário na forma amigável, tal terreno poderá ser adquirido para uso pela concessionária através de legislação específica. Nos casos de aquisição, por meio de processos judiciais, as concessionárias podem ter que participar de negociações sobre o valor da compensação aos proprietários e o reassentamento das comunidades em processos judiciais. A Companhia faz todos os esforços para negociar com os proprietários e as comunidades afetadas antes de iniciar uma ação legal.

O Sistema Elétrico Brasileiro – Visão Operacional

A produção e transmissão de energia brasileira é um sistema hidrelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários separados. A Rede Interligada 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 Básica, 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 246.313 MW, dos quais apenas 44% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2017.



Fonte: Banco de Informações de Geração.

Em abril de 2019, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 164.050 GW, sendo aproximadamente 63,75% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a Matriz de Energia Elétrica disponível no Banco de Informações de Geração ("BIG"), divulgado pela ANEEL. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

Aproximadamente 31% da capacidade de geração instalada e 49% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem sido historicamente responsável pela implementação de programas de política energética e preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são controladas por companhias de energia 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.

Contexto 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 energético. 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 clientes com demanda significativa de energia (em geral superior a 3 MW), designados clientes 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 em parte, a sua energia a clientes livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
- concederam aos clientes livres e aos fornecedores de energia pleno acesso às redes de distribuição e transmissão;
- eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade de 1 MW a 30 MW, ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que foi alterada em 28 de maio de 2009 pela Lei nº 11.943 e pela Lei nº 13.360/16, elevando o limite de 30 MW para 50%, independentemente de ser caracterizado como uma PCH ou não.
- O atual regulador, a ANEEL, e o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foram criados 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, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão autor regulado, 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.
- O estabelecimento de licitações públicas para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, além 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 clientes segurança no abastecimento 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 normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos clientes finais.

Em 12 de setembro de 2013, o Governo Federal promulgou a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, com o objetivo de reduzir encargos setoriais e obter tarifas a preços razoáveis. Essa legislação alterou as regras aplicáveis a certas concessões e implementou novas regras no processo de licitação para certas concessionárias e ajustes nas tarifas.

Em 18 de agosto de 2015, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 688, que foi convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, que criou o mecanismo da renegociação voluntária de riscos hidrológicos, haja vista que eles afetam as empresas de geração hidrelétrica. Na mesma lei, o governo também alterou as regras do processo de licitação para certos tipos de concessões.

Em 22 de junho de 2016, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 735, convertida na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei n º 12.783, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Em julho de 2017, o MME organizou dois procedimentos de consulta pública com o objetivo de reunir contribuições de agentes setoriais para melhorar o setor nacional de energia elétrica e atualizar seu quadro regulatório.

Em 9 de fevereiro de 2018, o MME submeteu à análise do Presidente do Brasil um projeto de lei, incluindo várias propostas de alterações ao regulamento do setor. Entre outras questões abordadas pelo MME na minuta do projeto, destacamos:

(a) *Desinvestimento de usinas hidrelétricas.* No caso de desinvestimento de usinas hidrelétricas, a nova concessão seria concedida mediante pagamento de indenização ao governo e não estaria sujeita ao regime de cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013 (para concessões de geração renovadas nos termos do art. Lei nº 12.783/2013, a energia produzida pela usina deve ser vendida a todas as distribuidoras no Brasil de acordo com um sistema de cotas);

(b) *Expansão do Mercado Livre.* O requisito de consumo para a caracterização de clientes livres seria reduzido. Atualmente, os clientes gratuitos devem ter uma carga de energia de 3MW. Entre 2020 e 2024, os critérios de carga que caracterizam o cliente livre passariam a variar entre 2 MW e 300kW. Até 2026, não haveria uma carga mínima de energia exigida, bastando o cliente livre estar conectado a uma tensão igual ou superior a 2,3kV;

(c) *Incentivos à energia renovável.* A proposta do MME tende a reduzir os incentivos concedidos às energias renováveis por meio de desconto nas tarifas de conexão. Esse desconto pode estar sujeito a determinadas condições;

(d) *Risco hidrológico.* O risco hidrológico de diferenças na produção de energia devido a um cenário hidrológico excluiria: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede, desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia, (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia relevantes, e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão; e

(e) *Separação entre consumo de energia e energia firme.* Um cronograma para a implementação do modelo legislativo que separa os encargos pela energia firme adicionados à rede e ao consumo de energia.

Além disso, está em análise no Congresso o Projeto de Lei nº 622/2015, que estabelece um prazo, definido em 2017, para a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como energia solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme estabelecido no artigo 26 e nos parágrafos da Lei nº 9.427/1996. Em seu status atual, o projeto de lei afirma que esses descontos permanecerão válidos para concessões atuais, mesmo se estendidas, e para concessões futuras até 31 de dezembro de 2027. O projeto de lei também impõe ao governo federal a obrigação de criar um mecanismo de mercado para incentivar investimentos em fontes de energia de baixo carbono, a ser implementado em 1º de janeiro de 2027. Atualmente, o Projeto de Lei nº 622/2015 está na Comissão de Serviços de Infraestrutura, aguardando indicação de um relator.

Racionamento e Aumentos Extraordinários de Tarifas

Racionamento de energia; medidas governamentais para compensar as concessionárias de energia.

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia, e a significativa dependência do Brasil da energia gerada a partir de fontes hidrelétricas resultou em uma queda anormal nos níveis de 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 a redução no consumo de energia em resposta a essas condições ("Plano Nacional de Conservação de Energia"). Nos termos deste plano, as companhias de distribuição e de geração de energia (como a CEMIG) 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, ou pela compra de energia pela CCEE. Esta compensação foi dada na forma de direito de cobrar aumentos extraordinários de tarifas de energia dos clientes, ao longo de um período futuro, em média 74 meses, e foi encerrado 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) criou leilões para o mercado regulado, em que é possível comprar energia proveniente de novas instalações para garantir o seu suprimento. Desde a introdução do Novo Modelo do Setor, aproximadamente 109.713 MW de capacidade foram colocados nesses leilões.

Desse montante, um total de 12.319 MW foi contratado em "Leilões Reserva" – ou seja, esta capacidade de energia não está comprometida com qualquer contrato, ou a qualquer fornecimento mínimo.

Na estação chuvosa 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 do sistema. Neste período, a principal estratégia do ONS foi de preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas e garantir o abastecimento das necessidades de energia do sistema ao longo de todo o ano de 2013. Isso resultou em um alto nível de despesas com geração termelétrica e em um aumento do preço do mercado à vista - calculado semanalmente pela CCEE e com média de R$ 121,29 / MWh em julho de 2013.

Novamente, na estação chuvosa do final do ano de 2013 e início de 2014, as chuvas no Sudeste foram menores do que a média esperada, quebrando o recorde 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 ONS continuou a despachar todas as usinas termelétricas e flexibilizou as restrições hidrelétricas para manter os níveis de armazenamento e atender a demanda. Ao longo do ano, o PLD atingiu o teto regulamentado, elevando-se para R$ 822/MWh durante vários meses. Neste ano, a média ficou em R$ 688/MWh. No final de 2014, os níveis de armazenamento mais uma vez atingiram o seu nível mais baixo, colocando forte pressão sobre o ONS para que pudesse garantir o funcionamento total do sistema.

A fim de manter o fornecimento exigido durante 2015, o ONS continuou a utilizar a capacidade total das usinas termelétricas, já que não houve melhora da hidrologia durante a estação chuvosa. A fim de evitar um possível racionamento, o Governo Federal reviu as tarifas aplicáveis, removendo subsídios e passando o custo de geração termelétrica diretamente aos clientes, resultando em um aumento de 50% no custo da energia. O efeito do aumento dos preços da energia, juntamente com o fraco desempenho da economia levou a uma queda de 1,3% no consumo de energia em relação a 2014. Com o consumo de energia baixo, a utilização térmica adicional e a melhoria da hidrologia na segunda metade de 2015, o sistema energético brasileiro atendeu à demanda e não houve necessidade de racionamento. Mais uma vez, encerramos o ano com baixos níveis de água, que estão armazenados em reservatórios.

No mercado de curto prazo (spot), o PLD fechou com uma média anual de R$ 287,20/MWh em 31 de dezembro de 2015. O limite de preço para 2015 foi de R$ 388,48/MWh.

Com a queda no consumo de energia e com o aumento das chuvas próximo da média histórica na estação chuvosa, a pressão sobre o funcionamento do sistema foi atenuada em 2016, o que possibilitou o desligamento gradual das usinas térmicas que estavam operando devido à segurança energética. No entanto, as regiões norte e nordeste continuaram a ter escassez e registaram chuvas historicamente baixas. Como resultado, algumas usinas termelétricas nessa região permaneceram em operação. Em 2016, o PLD médio foi R$ 93,98/MWh com teto de R$ 422,56/MWh. Em 2017, o preço médio à vista foi de R$ 324,17/MWh com teto de R$ 533,82/MWh e em 2018 foi de R$ 288,57/MWh com teto de R$ 505,18/MWh

Conflitos de interesse entre a CEMIG e outros usuários de água.

A operação de reservatórios de geração de energia pela CEMIG exige que ela avalie os múltiplos usos da água por parte de outros usuários da bacia hidrográfica em questão, o que requer que se considere a viabilidade de diversos fatores, incluindo os ambientais, a irrigação, os cursos d'água e pontes. Em períodos de seca severa, como a do início de 2013, a CEMIG esteve ativamente envolvida no monitoramento e na elaboração de projeções dos níveis de reservatórios e na manutenção de um diálogo com as autoridades do poder público, com a sociedade civil e os usuários. Embora a CEMIG envolva outros usuários essenciais e leve em conta os interesses da sociedade no que se refere ao seu uso da água, os interesses que competem entre si no tocante à utilização da água poderiam, dentro de certos limites mínimos estabelecidos pela legislação, afetar o uso da água em nossas operações, que por sua vez, poderia afetar o nosso resultado operacional ou as nossas condições financeiras. Potenciais conflitos entre a CEMIG e outros usuários são monitorados através da participação ativa da Companhia em Comitês de Bacias Hidrográficas, bem como nos Conselhos Técnicos relacionados, e nos Grupos de Trabalho nos quais usuários de água, a sociedade civil organizada e as autoridades do poder público são representadas. A CEMIG participa de cinco Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estatal local. A Companhia também monitora as notícias publicadas em vários veículos da mídia, recebe comentários e reclamações durante os períodos de enchentes e de secas, e atua, além disto, no sentido de resolver eventuais conflitos com as comunidades que vivem nas bacias hidrográficas onde ela possui usinas hidrelétricas.

Para os novos projetos, a CEMIG elabora um estudo de impacto socioambiental e realiza audiências públicas com todas as partes interessadas, nas quais são analisadas sugestões para a avaliação de eventuais conflitos em potencial. Quando o projeto atinge a fase operacional, é preparado um Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial, com a participação dos grupos de interesse. Esse plano é pensado de forma a conduzir as atividades de conservação, recuperação, uso e proteção ambiental do reservatório e da área do seu entorno de maneira equilibrada, em conformidade com a legislação aplicável, às necessidades do projeto e as demandas da sociedade.

A CEMIG realiza, além disto, um programa denominado "Proximidade", que coordena as atividades que visam a melhora do relacionamento com as comunidades afetadas. Através desse programa, a CEMIG organiza reuniões públicas a respeito de assuntos, tais como a operação e os procedimentos de segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A CEMIG também proporciona oportunidades de visitas guiadas abertas ao público. Através do programa "Proximidade", a CEMIG também recebe comentários e reclamações da população afetada e estabelece parcerias com lideranças da comunidade local, entidades públicas, a mídia local e outros atores responsáveis pela segurança e por enchentes, incluindo associações de Defesa Civil, Brigadas de Incêndio e a Polícia Militar.

E por fim, a CEMIG emprega um sistema de gerenciamento de risco para analisar os cenários e estimar o grau de exposição financeira a riscos, considerando a probabilidade de cada evento e o seu impacto. Nos cenários relacionados com potenciais conflitos com outros usuários, a CEMIG avalia, também, os efeitos decorrentes de secas prolongadas, que pode conduzir um aumento na competição por água entre o setor energético e outros usuários, bem como os riscos decorrentes de consequências de inundações resultantes do excesso de chuva.

Concessões

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia 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 energético.

Em 22 de setembro de 2004, ainda sob a vigência das regras estabelecidas pela Lei nº 9.074, promulgada em 07 de julho de 1995, solicitamos à ANEEL a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de janeiro de 2007, o Governo Federal aprovou a prorrogação das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir de 24 de julho de 2005 até 24 de julho de 2025. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à CEMIG.

Em 11 de setembro de 2012, foi editada a Medida Provisória nº 579 de 2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre a prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074/95. De acordo com a MP 579, as concessões concedidas antes da Lei nº 9.074/95 poderiam ser prorrogadas por uma única vez, por um período de até 30 anos.

Em 4 de dezembro de 2012, a CEMIG assinou a segunda emenda do contrato de transmissão nº 006/97, que prorrogou as concessões sob tal contrato por 30 anos, de acordo com a MP nº 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Isso resultou em um ajuste do RAP dessas concessões, o que reduzirá as receitas que receberemos decorrentes dessas concessões. O Governo Federal nos compensou em parte pela redução da RAP, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei nº 12.783, somos obrigados a ser compensados pela redução da RAP dos ativos em operação antes de 2000, num período de 30 anos, sendo os valores ajustados pelo IPCA. Tal compensação foi tratada pela Portaria MME nº 120/16, que determinou que o reconhecimento dos valores devidos ocorreria a partir do processo de reajuste tarifário de 2017.

Também em 04 de dezembro de 2012, a CEMIG optou por não aderir à prorrogação das concessões de geração que expirariam no período entre 2013 e 2017, que são: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Volta Grande, Camargos, Peti, Piau, Gafanhoto, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Dona Rita, Sumidouro, Poquim e Anil. Com relação às usinas que teriam a primeira prorrogação das respectivas concessões após edição da MP nº 579, a saber, Jaguara, São Simão e Miranda, a Companhia entende que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/97 permite a prorrogação da concessão destas usinas por mais 20 anos, até 2033, 2035 e 2036 respectivamente, sem aplicação de qualquer restrição.

Com fulcro nesse entendimento, a CEMIG GT 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 Jaguara, ou UHE Jaguara, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/97. Em 3 de setembro de 2013, a Companhia obteve um provimento liminar que autorizou a continuidade da operação comercial da UHE de Jaguara até que uma sentença fosse proferida pelos tribunais sobre mandado de segurança. Houve julgamento do mérito desta ação em que foram indeferidos os pedidos feitos pela CEMIG GT. Antes da publicação do resultado desta decisão, a CEMIG GT solicitou ao STF que buscasse outra decisão provisória e pediu uma medida cautelar que lhe permitisse continuar operando e gerenciando a usina. O pedido de liminar foi concedido em 21 de dezembro de 2015. Com a publicação do resultado do mandado de segurança, a CEMIG GT interpôs recurso ordinário dirigido ao STF em 1º de março de 2016. Em 21 de março de 2017, a liminar concedida no caso da decisão provisória acima citada foi revogada pelo Ministro Relator.

Em 21 de novembro de 2017, a 2ª Turma do STF julgou improcedente o Mandado de Segurança. A Companhia entende que não se trata de decisão definitiva motivo pelo qual, publicado o Acórdão, a Companhia avalia, neste momento, os recursos cabíveis. A contingência desta ação está classificada como perda "provável" em da decisão proferida nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF. 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 se configura 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 UHE de Jaguara, a CEMIG GT também solicitou mandado de segurança no STJ, com relação à UHE de São Simão, contra o Ministério de Minas e Energia, a fim de assegurar o direito de ampliar sua concessão. O provimento liminar originalmente obtido pela Companhia em 19 de dezembro de 2014 para continuar no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança foi revisto e cassado pelo Ministro Relator em 30 de junho de 2015. Neste regime jurídico, a CEMIG GT tem o controle da usina desde setembro de 2015, a energia gerada pela UHE São Simão foi alocada ao Mercado Regulado e paga pelo regime de "quotas", pelo qual a CEMIG GT tem direito a receber um montante igual aos custos de operação e manutenção da usina e está sujeito a ajustes relacionados ao seu desempenho, ao invés de poder vender a energia no Mercado Livre. Mesmo assim, no âmbito do STJ, o Ministro Relator, tendo em vista o deferimento de liminar pelo Supremo Tribunal Federal para suspensão do feito nos autos da UHE Jaguara, intimou a CEMIG GT para se manifestar sobre a suspensão do feito em relação à UHE São Simão. A CEMIG GT, por sua vez, manifestou interesse na suspensão, contudo pugnou pela concessão da liminar para que seja empregado o mesmo desfecho conferido à UHE Jaguara, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguara, ou seja, observando-se os termos originais do Contrato de Concessão nº 007/97, anteriores à Lei nº 12.783/13. A liminar foi concedida pelo Ministro Relator e permite a CEMIG GT manter a titularidade da concessão da UHE São Simão, nas bases iniciais do Contrato de Concessão nº 007/97, até a conclusão do julgamento. Em 28 de março de 2017, essa liminar foi revogada. Em 13 de dezembro de 2017, a 1ª Seção do Superior Tribunal de Justiça, julgou improcedente os pedidos da CEMIG. A Companhia avalia, neste momento os recursos cabíveis. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como “provável”, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguara (informado acima), já que ambos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional.

A CEMIG GT impetrou novo Mandado de Segurança, com pedido de medida liminar, contra ato ilegal e violador de direito líquido e certo da impetrante, praticado pelo Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia, no intuito de obter a prorrogação do prazo de concessão da UHE Miranda com base na Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/97. A CEMIG GT obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Miranda até que este Mandado de Segurança fosse definitivamente julgado. Em resposta a uma moção para revisão do julgamento proferido pelo Governo Federal do Brasil contra o recurso interno, o relator revogou essa tutela cautelar em 29 de março de 2017. Atualmente não há julgamento do mérito desta ação. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como provável, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF, interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguara (informado acima), uma vez que ambos os procedimentos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional.

Além do Mandado de Segurança mencionado acima, em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez nova solicitação ao MME por meio da qual reiterou o pedido administrativo de prorrogação por 20 (vinte) anos da concessão das UHEs de Jaguara, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/97. Nessa nova solicitação, que reforça o interesse da Companhia nas usinas, a CEMIG GT realizou também um pedido subsidiário, para o caso de rejeição, no sentido de que a concessão destas UHE seja transferida/outorgada a uma de suas subsidiárias, para os fins do que determina o §1º-C do art. 8º vigente da Lei nº 12.783/13 (incluído pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016) que possibilita à União outorgar contrato de concessão de geração de energia pelo prazo de 30 anos associado à transferência do controle da pessoa jurídica prestadora deste serviço, sob controle direto ou indireto do Estado, do Distrito Federal ou do Município. A apresentação do pedido da subsidiária não resulta em qualquer renúncia da CEMIG GT ao seu direito à extensão garantida das concessões, conforme especificado na Cláusula 4 do Contrato de Concessão nº 007/97, que é objeto das ações judiciais que atualmente estão em andamento contra o Governo Federal. Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões para as usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguara, Miranda e Volta Grande, cujas concessões eram anteriormente detidas pela CEMIG GT. Essas usinas têm capacidade de geração agregada de 2.922 MW e o preço da venda foi de R$ 12,13 bilhões. Em cada caso, o licitante vencedor das concessões era um terceiro não relacionado à CEMIG GT. A CEMIG GT trabalhou intensamente para manter as concessões das usinas de São Simão, Jaguara e Miranda e, apesar do resultado do leilão, a CEMIG GT continuará a lutar para que seus direitos sejam reconhecidos nos tribunais. Além das ações em andamento no Supremo Tribunal Federal (STF) e no Tribunal Superior de Justiça (STJ), foram propostas medidas administrativas e judiciais relacionadas à indenização a que tem direito a CEMIG GT.

Os valores devidos das indenizações correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados ou não depreciados, reconhecidos pelo MME por meio da Portaria nº 291/2017 foram impugnados administrativamente (ainda pendente de decisão – recurso hierárquico), sendo que na via judicial a CEMIG GT impetrou, em 27 de novembro de 2016, Tutela Cautelar Antecedente visando obter ordem para que a União Federal exiba os documentos que deram suporte ao cálculo da indenização pela reversão dos bens das UHEs Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande, bem como deposite, de imediato, o valor incontroverso da indenização, fixado em R$ 1,027 milhão. Neste caso, a liminar foi indeferida e a CEMIG GT interpôs Agravo de Instrumento (pendente de julgamento). Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou a inicial: (i) de modo a reiterar a necessidade de exibição de documentos, (ii) pedindo a declaração de nulidade do artigo 1º, § 1º e 2º e do artigo 2º, da portaria do MME nº 291/2017

e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela CEMIG GT nas aludidas concessões, (iii) bem como solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso. Nos anos de 2014 e 2015, o Brasil sofreu uma grave seca que culminou em novas alterações ao marco regulatório, estabelecido pela Medida Provisória nº 688/15 e, posteriormente, convertida na Lei nº 13.203/15. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei nº 12.783/13, criando um mecanismo de repactuação voluntária do risco hidrológico, uma vez que afeta as empresas hidrelétricas e altera as regras de determinadas licitações na concessão de geração hidrelétrica. Mais tarde, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/16, convertida na Lei nº 13.360/16, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei nº 12.783/13, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/15 em 7 de outubro de 2015, já contemplando o novo contexto regulatório para renovação de concessões de usinas existentes, estipulado na Lei nº 13.203/15, o Conselho de Administração da Companhia autorizou sua participação e a CEMIG GT logrou êxito no leilão, realizado na B3 em 25 de novembro de 2015. A CEMIG arrematou o Lote 'D', composto por 18 usinas hidrelétricas: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua produção básica garantida é de 420,2 MW na média.

Esses contratos de concessão têm prazo de 30 anos, iniciando em janeiro de 2016 e, vencendo em janeiro de 2046 e durante o primeiro semestre de 2016, foram cedidos pela CEMIG GT às sete subsidiárias integrais criadas para operação comercial (CEMIG Geração Camargos, CEMIG Geração Itutinga, CEMIG Geração Três Marias, CEMIG Geração Volta Grande, CEMIG Geração Leste, CEMIG Geração Oeste e CEMIG Geração Sul).

Contratos de Distribuição: Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia, a CEMIG D, conforme disposto no Decreto nº 7.805/2012 e Decreto nº 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo aos Contratos de Concessão. Esta emenda garante a prorrogação das concessões citadas acima por mais 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2016 até 2 de janeiro de 2046. A nova emenda também exige que a CEMIG atenda a regras mais rigorosas em relação à qualidade do serviço, à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG, que devem ser atendidas durante os 30 anos da concessão.

Essa conformidade será avaliada anualmente pela ANEEL e, em caso de descumprimento, a concessionária poderá ser obrigada a efetuar o aporte de capital por parte de seus acionistas controladores. Nos primeiros cinco anos, o descumprimento de uma meta por dois anos seguidos ou de quaisquer dessas metas no quinto ano resultará na caducidade da concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o 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 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 energético. 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 as licitações para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor energético 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.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por clientes livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal

poder para nomear três diretores do ONS, inclusive um 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 comandar os leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas: (1) pelo registro de todos os contratos de compra de energia no Mercado Regulado (CCEARs), e contratos do Mercado Livre, e (2) pela contabilização e liquidação de operações 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 ("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 saldo entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse balanço 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 clientes 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 EPE. Uma companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, energia, 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 de Energia – CMSE

O Decreto nº 5.175, sancionado em 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia (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 e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP

A Portaria nº 47, sancionada em 19 de fevereiro de 2008, criou o Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, ou CPAMP, com o objetivo de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Limitações à Propriedade

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, sancionado em 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, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Essa divisão, se necessário, exigirá que a ANEEL analise esses eventos, sobre os quais o CADE decidirá se sanções devem ser aplicadas. Conforme disposto nos artigos 37 e 45 da Lei nº 12.529 deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade ("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, PCHs e projetos de biomassa. Foi estabelecida, de acordo com a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a criação de incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, incluindo projetos de energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e projetos de biomassa. De acordo com o PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas por um período de 20 anos, está sendo

subsidiada por todos os clientes finais conectados à rede brasileira (Sistema Interconectado Nacional – SIN), tanto no Mercado Livre quanto no mercado regulado, com exceção de clientes de baixa renda. O PROINFA visa incluir a energia renovável na matriz energética nacional. Em sua primeira fase, iniciada em 2004, 2.527 MW de energia renovável (1.100 MW de energia eólica, 327 MW de biomassa e 1.100 MW de PCHs) passaram a fazer parte da matriz energética nacional. Até 2020, a energia gerada no âmbito do PROINFA provavelmente representará pelo menos 15% do crescimento anual, de acordo com o MME.

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 PCHs) e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração, com uma capacidade injetada na rede não superior 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 nº 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

O governo promoveu dois leilões para geração de energia alternativa e quatro leilões regulados de reserva, nos quais os projetos são 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 ("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 PIE que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as PCH e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIE são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público (UBP) de acordo com as normas de cada licitação pública para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Desde então os pagamentos ao Fundo UBP 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.

Conta de Consumo de Combustível – CCC

A Conta de Consumo de Combustível ("CCC"), foi criada em 1973 a fim de gerar reservas financeiras para cobrir os altos custos associados ao uso de usinas termelétricas, especialmente na Região Norte do Brasil, por conta dos custos operacionais mais altos das usinas termelétricas em relação às usinas hidrelétricas. Todas as empresas de energia são obrigadas a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário pelas usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC foi então usada para reembolsar os geradores que operam as usinas termelétricas por uma parte substancial dos seus custos de combustível. A partir de 2013, as despesas da CCC são incluídas no orçamento anual da CDE. O CCC foi gerenciado pela Eletrobrás e, a partir de maio de 2017, vem sendo administrado pela CCEE em conformidade com a Lei nº 13.360/16.

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 criou a CDE para estar em vigor por 25 anos, subsidiada por: (i) pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos; (ii) penalidades e multas impostas pela ANEEL; e (iii) desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a clientes finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Os montantes são ajustados anualmente. A CDE foi criada para apoiar: (1) o desenvolvimento da produção em todo o país; (2) a produção de energia por meio de fontes alternativas; e (3) a 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. O CDE é gerenciado pela CCEE.

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

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE")

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada conforme Procedimento de Regulação Tarifária ("PRORET") – (Submódulo 5.5 – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, ou 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 do Ambiente de Contratação Regulada, ou Conta ACR

Em dezembro de 2012 expiraram cerca de 8.600 MW em contratos de energia das distribuidoras. Esses contratos foram assinados nos primeiros leilões de energia existentes, realizados em 2005, e deveriam ser recontratados em um novo leilão de energia, porém o Governo Federal não realizou o leilão em 2012 porque 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 2014; e 2.500 MW em 2015. Até 2016, a diminuição do consumo de energia resultou em um equilíbrio entre os contratos de compra de energia e a demanda das empresas de distribuição. A Conta ACR foi criada em 2014 para cobrir a exposição que as empresas de distribuição venham a ter como resultado de valores subcontratados. Até 2015, o menor consumo de energia eliminou o déficit subcontratado e resultou em um nível de contratação mais regular. Assim, em 2015 na Conta ACR não houve necessidade de cobrir a exposição das empresas de distribuição durante 2015.

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 subcontratação, foi a compra de energia subcontratada no mercado de curto prazo (spot).

A situação hidrológica do sistema nos anos 2013 e 2014, como explicado acima, levou o custo da energia no mercado de curto prazo (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 clientes no ano seguinte, esse descompasso causou um problema no fluxo de caixa das empresas. Em 2015, o novo limite de preço foi menor do que em 2014, e o mecanismo de "bandeiras tarifárias" ajudaram as empresas de distribuição a equilibrar a sua exposição de forma que nenhum novo empréstimo fosse necessário.

Assim, o governo criou a Conta ACR por meio do Decreto nº 8.221/14 promulgado em 1º de janeiro de 2014, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 612/14, que institui a criação de uma conta a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE. O projeto destina-se a cobrir a totalidade ou parte dos custos resultantes da exposição involuntária no mercado de curto prazo (spot) e do despacho das usinas térmicas ligadas aos contratos de disponibilidade do marcado 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 e 2015, o total dos empréstimos levantado por esta conta e repassados às distribuidoras foi de R$ 21 bilhões.

A Resolução ANEEL nº 1.863/15 definiu as tarifas a serem aplicadas aos clientes de energia pela Resolução nº 2004/2015 que atualizou posteriormente essas tarifas. Esses empréstimos foram cobrados mediante o pagamento através da CDE e foram inseridos nas tarifas de energia após o Ajuste Tarifário Anual de cada empresa distribuidora proporcionalmente aos seus mercados regulados. Inicialmente, a CEMIG D tinha 59 meses para pagar o empréstimo. Em dezembro de 2015, esse período foi atualizado para 47 meses.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) procura atenuar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, exigindo que todos os geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia pelas geradoras não depende do volume de energia de fato gerado por elas, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina, 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 realoca a energia, transferindo o excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada

para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de energia efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada é avaliado de acordo com a "Taxa de Otimização de Energia", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente por cada gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidrelétricas 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, 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 (spot). Nesse caso, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica e os PLD serão maiores.

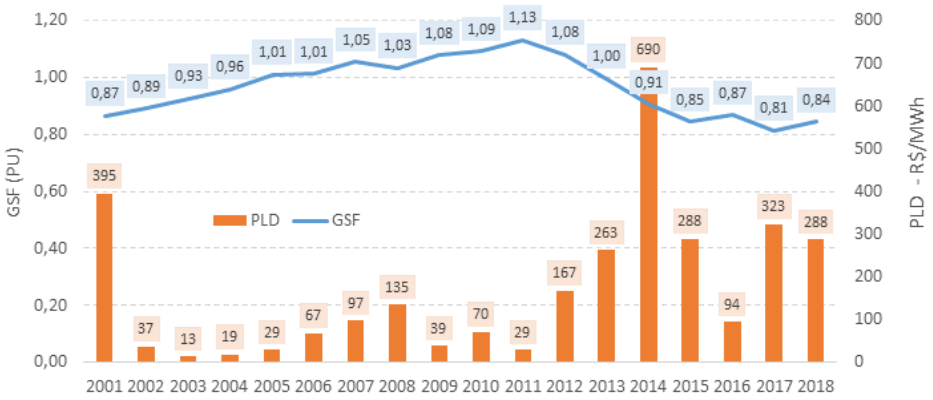
Em 2014, tivemos um ano com condições hidrológicas bem adversas, o que resultou na redução da geração hidrelétrica e no despacho total das termelétricas do sistema, conforme visto anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causa uma exposição dos geradores no 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 relação é chamada de Fator de Ajuste da Garantia Física (*Generation Scaling Factor*, ou GSF). Em 2014, o GSF foi de 0,91, o que indica que as empresas de geração tiveram sua garantia física reduzida em 9% naquele ano. Em 2015, a exposição permaneceu apesar das condições hidrológicas estarem um pouco melhor, mas com o despacho térmico contínuo e o consumo mais baixo de energia o GSF fechou o ano em 0,84.

Durante 2015, ao longo dos elevados PLD, os baixos valores do GSF deixaram produtores de geração hidrelétrica com alta exposição financeira. Assim, a partir de março de 2015, os geradores começaram a obter liminares para evitar tal exposição. Essas liminares alegaram que a metodologia de cálculo do GSF estava errada e que causou a exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial do número de liminares expedidas que levou a uma paralisia do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal propôs (por meio da Medida Provisória nº 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo geradores com contratos ACR transferir a exposição aos clientes em troca de pagamento do prêmio de risco a ser depositados na denominada conta de faixa tarifária (as sobretaxas da faixa tarifária são depositadas e transferidas para as concessionárias de distribuição), assim seriam indenizadas pelos prejuízos sofridos em 2015, por meio, entre outras medidas, de uma extensão de seu poder (concessões ou autorizações, conforme o caso) por até 15 anos. Em outras palavras, as usinas hidrelétricas recuperariam os custos incorridos com déficits de GSF retroativamente até janeiro de 2015, e tal recuperação deve formar um "ativo regulatório" a ser amortizado ao longo do prazo da concessão/autorização. Se o período de concessão/autorização remanescente for insuficiente (ou seja, não há tempo suficiente para amortizar o ativo regulatório), as companhias geradoras teriam uma prorrogação da concessão/permissão (limitada a 15 anos). Para poder utilizar o referido mecanismo, as Companhias terão de renunciar a todas as reivindicações protocoladas e todas as liminares obtidas, bem como a quaisquer outros direitos que venham a ter em relação a qualquer ação legal. Esse mecanismo possibilita a repactuação para usinas com contrato firmado no mercado regulado e no Mercado Livre. No entanto, cada mercado de contratação possui sua própria sistemática de repactuação. Em ambas as sistemáticas, este mecanismo funciona como uma proteção (ou um hedge) em que as geradoras arcam com os elevados custos de reserva de energia, e recebem o valor estipulado pelo PLD para a sua geração.

No Mercado Livre, sua mecanização não possuía os mesmos níveis de aceitação que estavam presentes no mercado regulado, uma vez que o valor do prêmio de risco era elevado e para cobrir a sua exposição ao GSF, seria necessário às empresas de geração adquirir contratos reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existem alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, a negociação voluntária foi considerada ineficiente pelas companhias de geração.

Consequentemente, a aceitação do mecanismo pelo mercado regulado foi de aproximadamente 90%. Entretanto, não houve aceitação pelo Mercado Livre.

Em 2018, o GSF médio ficou em 0,84, ainda impactado por uma condição hidrológica abaixo da média histórica e dos níveis mais baixos dos reservatórios. O gráfico abaixo apresenta o preço médio e o GSF para os períodos em questão:



Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL supervisiona as regulamentações tarifárias que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada em Itaipu. Todas essas tarifas são estabelecidas pela ANEEL. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

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

A Lei nº 9.427/96 define a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme Artigo 26 e parágrafos.

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração, distribuição e clientes 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. Empresas de geração e distribuição, e clientes livres, também pagam uma taxa por conexões de transmissão exclusivas para algumas empresas de transmissão. 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.

Conforme mencionado acima, essa tarifa pode sofrer alterações com relação à aplicação de descontos para geradoras que utilizam as fontes de energia de baixo carbono definas no Artigo 26 e parágrafos da Lei nº 9.427/1996.

Tarifas de 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 à transmissão de energia, dentre outros relacionados às condições de mercado. A ANEEL divide os custos de todas as empresas de distribuição em: (1) custos que estão fora do controle do distribuidor, ou custos da 'Parcela A'; e (2) custos que estão sob o controle do distribuidor, ou custos da 'Parcela B'. O reajuste tarifário é baseado em uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

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

- Encargos Regulatórios (CDE, TFSEE e PROINFA);
- Os custos com compra de energia para revenda (CCEAR, energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de Transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, transporte de energia 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:

- Retorno sobre investimento (ROI);
- Tributos;
- Inadimplência regulatória;
- Custos de depreciação; e
- Custos operacionais do sistema de distribuição.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, no entanto, são ajustados pela inflação de acordo com o índice de inflação IGP–M ajustado pelo Fator X. As empresas de distribuição de energia, de acordo com seus contratos de concessão, também têm direito a revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (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 clientes finais.
Além disso, as concessionárias de distribuição têm direito à revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu balanço financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A. Comentários Não-Resolvidos da Equipe

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

Você deve ler as informações contidas nesta seção junto com nossas Demonstrações Financeiras consolidadas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016, contidas neste relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras consolidadas, elaboradas em conformidade com o IFRS e apresentadas em milhões de reais.

Bases de Mensuração

a) Declaração de Conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS), do *International Accounting Standards Board* (IASB).

A administração da Companhia confirma que todas as informações factuais e relevantes contidas nas demonstrações financeiras estão sendo divulgadas, as quais são utilizadas pela administração no gerenciamento da Companhia.

Em 15 de maio de 2019, o Conselho Fiscal da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Consolidadas em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016.

b) Bases de Mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, exceto no caso de determinados instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, conforme detalhado na Nota 32 às Demonstrações Financeiras.

<u>Moeda funcional e moeda de apresentação</u>

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, joint ventures e afiliadas, e todos os valores são arredondados para o milhão mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira foram convertidas em reais pela taxa de câmbio da data da transação. Os saldos de ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos em reais pelas taxas de câmbio da data do balanço. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação ou conversão de ativos e passivos denominados em moeda estrangeira são registrados na receita e despesa financeira na demonstração consolidada do resultado.

c) Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras Consolidadas exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. As incertezas sobre essas premissas e estimativas podem resultar em resultados que podem exigir um ajuste relevante no valor contábil de ativos ou passivos afetados em períodos futuros.

As estimativas e premissas são revisadas periodicamente, usando como referência a experiência histórica e qualquer mudança significativa nos cenários que possam afetar a posição financeira ou os resultados das operações da Companhia. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos que afetam significativamente os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras são os seguintes:

- Ajustes para perdas com devedores duvidosos – Nota 8 das Demonstrações Financeiras;
- Imposto de renda e contribuição social diferidos – Nota 10 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos e passivos financeiros da concessão – Nota 15 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos do contrato de concessão – Nota 16 das Demonstrações Financeiras.
- Investimentos – Nota 17 das Demonstrações Financeiras.
- Ativo imobilizado e vida útil dos bens – Nota 18 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos intangíveis e vida útil dos ativos – Nota 19 das Demonstrações Financeiras.
- Obrigações dos empregados pós-emprego – Nota 24 das Demonstrações Financeiras.
- Provisões – Nota 25 das Demonstrações Financeiras.
- Receita não faturada – Nota 28 das Demonstrações Financeiras.
- Mensuração de instrumentos financeiros e mensuração do valor justo – Nota 32 das Demonstrações Financeiras.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes daqueles registrados nas demonstrações financeiras devido à incerteza inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas significativas pelo menos anualmente.

Novas normas contábeis e interpretações

a) Novas normas contábeis, interpretação ou revisão de normas contábeis, aplicadas pela primeira vez em 2018

A Companhia aplicou, pela primeira vez, novas normas contábeis que entraram em vigor para períodos anuais com início em 1º de janeiro de 2018 ou posterior, conforme descrito abaixo:

<u>IFRS 9 – Instrumentos Financeiros</u>

A IFRS 9, Instrumentos Financeiros, substitui a IAS 39, Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2018, reunindo os três aspectos da contabilidade para instrumentos financeiros: classificação e mensuração, impairment e contabilidade de hedge.

A IFRS 9 estabelece que todos os ativos financeiros reconhecidos que estão dentro do escopo da IAS 39 devem ser subsequentemente mensurados ao custo amortizado, valor justo por meio do resultado e valor justo por meio do OCI, refletindo o modelo de negócios em que os ativos são administrados e se 'fluxos de caixa contratuais dos instrumentos representam' apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

A norma eliminou as categorias da IAS 39 e, portanto, a Companhia reclassificou essas categorias para atender à nova norma, da seguinte forma:

	Classificação	
	IAS 39	IFRS 9
Ativos financeiros		
Caixa e equivalentes de caixa – Investimentos (1)	Empréstimos e recebíveis	Valor justo – resultado
Títulos e valores mobiliários – Aplicações financeiras (2)	Mantidos até o vencimento	Custo amortizado
Títulos e valores mobiliários – Aplicações financeiras (2)	Mantidos para negociação	Valor justo – resultado
Clientes, revendedores e concessionários (transporte de energia)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Fundos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Adiantamento a fornecedores	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a Receber do Estado de Minas Gerais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Valores a receber de partes relacionadas	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos Financeiros da Concessão - Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Reembolso de subsídios tarifários	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Subvenção Baixa Renda	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Depósito Judiciais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	Valor justo resultado	Valor justo resultado
Ativos Financeiros da Concessão Relacionados à Infraestrutura de Distribuição	Mantidos para negociação	Valor justo resultado
Indenizações a receber – Transmissão	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Indenizações a receber – Geração	Empréstimos e recebíveis	Valor justo - resultado
Bonificação pela outorga – Concessões de geração	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outros créditos	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Passivos financeiros		
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Custo amortizado	Custo amortizado
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	Custo amortizado	Custo amortizado
Passivos financeiros da concessão - Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de outros componentes financeiros	Custo amortizado	Custo amortizado
Concessões onerosas	Custo amortizado	Custo amortizado
Plano de Regularização de Créditos Tributários (PRCT)	Custo amortizado	Custo amortizado
Fornecedores	Custo amortizado	Custo amortizado
Adiantamentos de clientes	Custo amortizado	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	Valor justo resultado	Valor justo resultado
Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	Valor justo resultado	Valor justo resultado

(1) São reconhecidos pelo seu valor nominal, similares aos valores justos.
(2) A Companhia possui 'títulos negociáveis' com diferentes classificações de acordo com o IFRS 9.

Perda de valor recuperável de ativos financeiros

A adoção do IFRS 9 mudou fundamentalmente a contabilização de perdas por redução ao valor recuperável da Companhia para ativos financeiros, substituindo a abordagem de perda incorrida da IAS 39 por uma abordagem de perda de crédito esperada (ECL) prospectiva. Esta abordagem exige um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas na realização dos créditos, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. Esse modelo se aplica a ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, títulos de dívida mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (FVOCI), com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais (ações) e ativos de contratos de concessão.

De acordo com a IFRS 9, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: (i) perdas de crédito esperadas em 12 meses, isto é, perdas de crédito resultantes de possíveis eventos de inadimplência em até 12 meses após a data-base; e (ii) perdas de crédito esperadas ao longo da vida, ou seja, perdas de crédito esperadas resultantes de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro, se o risco de crédito tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Conforme exigido pelo IFRS 9, a Companhia utilizou a abordagem simplificada no cálculo de ECL para contas a receber de clientes e ativos contratuais que não continham um componente financeiro significativo. A Companhia aplicou o expediente prático para calcular ECL usando uma matriz de provisão.

A Companhia adotou a nova norma utilizando o método retrospectivo modificado, com os efeitos sendo contabilizados nos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2018. Em função disto, a Companhia não aplicará os requisitos desta nova norma aos anos comparativos apresentados.

Os impactos decorrentes da adoção da IFRS 9 a partir de 1º de janeiro de 2018 foram reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, sem impacto na Demonstração do Resultado, da seguinte forma:

	1º de janeiro de 2018
IFRS 9	
Clientes e comerciantes; transmissão de energia (a)	(150)
Ajuste decorrente da Light (b)	(83)
Imposto de renda e contribuição social diferidos (a)	51
	(182)

(a) Perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa de clientes do segmento de distribuição e efeitos tributários diferidos.

(b) Refere-se aos efeitos do início da adoção da norma IFRS 9 pela Light reconhecida diretamente no patrimônio líquido a partir de 1º de janeiro de 2018 com base no método retrospectivo modificado.

IFRS 15 - *Receitas de contratos com clientes*

A IFRS 15 substitui a IAS 11, Contratos de Construção, a IAS 18, Receita e interpretações relacionadas e se aplica, com limitadas exceções, a todas as receitas decorrentes de contratos com seus clientes. A IFRS 15 estabelece um modelo de cinco etapas para contabilizar a receita proveniente de contratos com clientes e exige que a receita seja reconhecida por um valor que reflita a contraprestação à qual uma entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços para um cliente.

A IFRS 15 exige que as entidades exerçam julgamento, levando em consideração todos os fatos e circunstâncias relevantes ao aplicar cada etapa do modelo a contratos com seus clientes. A norma também especifica a contabilização dos custos incrementais da obtenção de um contrato e os custos diretamente relacionados ao cumprimento de um contrato. Adicionalmente, o IFRS 15 estabelece exigências de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas em vigor.

A Companhia avaliou as cinco etapas para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pela IFRS 15:

1. Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
2. Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
3. Determinar o preço de cada tipo de transação;
4. Alocação do preço às obrigações contidas nos contratos; e
5. Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia adotou a nova norma utilizando o método retrospectivo modificado, com os efeitos sendo contabilizados nos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2018. Em função disto, a Companhia não aplicará os requisitos desta nova norma aos anos comparativos apresentados.

A tabela abaixo resume os impactos da adoção da norma IFRS 15, líquidos de impostos, na Demonstração da Posição Financeira e na Demonstração do Resultado a partir de e referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018:

Demonstração do Resultado do Exercício - Consolidado (EM MILHÕES DE REAIS - R$ milhões)	31 de dezembro de 2018 Valores preparados de acordo com as IFRS anteriores	Ajuste IFRS 15	31 de dezembro de 2018 Valores preparados de acordo com a IFRS 15
OPERAÇÕES CONTINUADAS			
RECEITA LÍQUIDA (1)	22.222	44	22.266
CUSTOS OPERACIONAIS	(17.677)	-	(17.677)
DESPESAS OPERACIONAIS (1)	(1.699)	(44)	(1.743)
Participação no lucro (prejuízo), líquido, de subsidiárias e joint ventures	(104)	-	(104)
Remensuração de participação previamente detida em subsidiárias adquiridas	(119)	-	(119)
Ajuste referente a desvalorização em Investimentos	(127)	-	(127)
Receita (despesas) financeira, líquida	(518)	-	(518)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(599)	-	(599)
Lucro líquido de operações continuadas	**1.379**	-	**1.379**

Demonstração consolidada da posição financeira (EM MILHÕES DE REAIS - R$ milhões)	31 de dezembro de 2018 Valores preparados de acordo com as IFRS anteriores	Ajuste IFRS 15	31 de dezembro de 2018 Valores preparados de acordo com a IFRS 15
Ativo circulante	**27.796**	-	**27.796**
Ativos financeiros da concessão (2)	1.202	(131)	1.071
Ativos do contrato de concessão (2)	-	131	131
Outros ativos circulantes	26.594	-	26.594
Ativo não circulante	**32.059**	-	**32.059**

Ativos financeiros da concessão (2)	5.925	(998)	4.927
Ativos do contrato de concessão (2 e 3)	-	1.598	1.598
Ativo intangível (3)	11.377	(600)	10.777
Demais ativos não circulantes	14.757	-	14.757
Total do ativo	**59.855**	-	**59.855**
Ativos circulantes	**23.394**	-	**23.394**
Passivos não circulantes	**20.522**	-	**20.522**
Total do passivo	**43.916**	-	**43.916**
Patrimônio líquido	**15.939**	-	**15.939**

(1) Ajuste relacionado a reembolsos a clientes, decorrentes de multas por violação dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia determinados pelo poder concedente, na forma de redução da receita de uso da rede de distribuição (TUSD). Até 31 de dezembro de 2017, esses ressarcimentos eram reconhecidos como despesa operacional.

(2) Alteração na classificação dos ativos vinculados à infraestrutura de transmissão. Considerando a obrigação de desempenho durante o período da concessão, representada pela disponibilidade, operação e manutenção das linhas de transmissão, os ativos vinculados a infraestrutura de transmissão, que até o exercício de 2017 eram reconhecidos como ativos financeiros, passaram a ser reconhecidos como ativos do contrato de concessão a partir de 1º de janeiro de 2018. Para mais detalhes, consulte a Nota 16 das Demonstrações Financeiras.

(3) Classificação dos ativos financeiros relacionados à infraestrutura da concessão durante o período de construção como ativo de contrato, conforme definido na norma IFRS 15. *Infraestrutura em construção* refere-se a ativos no segmento de distribuição ainda em processo de construção, para os quais a obrigação de performance é cumprida ao longo do tempo em que são construídos. Até 2017, esses ativos eram registrados inicialmente em ativos intangíveis e, quando estavam prontos para o uso pretendido, o saldo total era alocado aos ativos financeiros e intangíveis. A partir de 1º de janeiro de 2018, esses ativos foram classificados como ativos do contrato de concessão, e posteriormente quando eles foram colocados em operação foram desmembrados entre ativos financeiros e ativos intangíveis. Para mais detalhes, consulte a Nota 16 das Demonstrações Financeiras.

Os impactos decorrentes da adoção da IFRS 9 a partir de 1º de janeiro de 2018 foram reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, sem impacto na Demonstração do Resultado, da seguinte forma:

(EM MILHÕES DE REAIS - R$ milhões)	1º de janeiro de 2018
IFRS 15	
Ajuste decorrente da TAESA (a)	25
	25

(a) Refere-se ao efeito de passar a adotar a norma IFRS 15 pela TAESA, empresa na qual houve investimento, reconhecido diretamente no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 com base no método retrospectivo modificado.

Impacto das novas normas aplicadas a contratos no âmbito da IFRIC 12 – Contratos de concessão

As mudanças introduzidas pela IFRS 15 e pela IFRS 9 impactaram os segmentos de distribuição e transmissão na classificação e mensuração de seus ativos relacionados à concessão, que já estão no escopo do IFRIC 12. De acordo com a norma IFRS 15, é necessário alocar a contraprestação para cada obrigação de desempenho identificada no contrato com o cliente, e o ativo financeiro que estava anteriormente reconhecido em conformidade com a IAS 39, agora precisa ser classificado conforme a norma IFRS 15 (ativo de contrato, recebível) e de acordo com a IFRS 9, como um ativo financeiro classificado ou como custo amortizado ou pelo valor justo por meio do resultado. De acordo com a IFRS 15, a Companhia concluiu que possui contratos com as seguintes obrigações de desempenho identificadas: (i) construção - construir; (ii) operar e manter; e (iii) fornecer financiamento ao Poder Concedente. No segmento de transmissão, a Companhia concluiu que possui um único contrato com um cliente (a concessão da linha de transmissão), com essas mesmas obrigações. Assim, com base nas características contratuais, a Companhia classificou o ativo financeiro previamente reconhecido em conformidade com a IAS 39 como ativo de contrato de acordo com a norma IFRS 15, após a conclusão da construção da infraestrutura. Isso ocorre porque a Companhia é obrigada a operar e manter a infraestrutura e está também sujeita a revisões de tarifas periódicas, a fim de cobrar pelos serviços de construção. Pelo mesmo motivo e com base nas características contratuais, os ativos relacionados à infraestrutura dos contratos de concessão de distribuição que ainda estão em construção são registrados como ativos contratuais.

Devido à natureza de longo prazo dos contratos de concessão, a Companhia identificou que há um componente significativo de financiamento que requer contabilização separada.

Os impactos na mensuração dos ativos do contrato de concessão estão descritos na Nota 16 às Demonstrações Financeiras.

Outras interpretações ou revisões das normas contábeis sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

A Companhia aplicou todas as alterações e a nova interpretação das normas IFRS emitidas pelo IASB que são efetivas para os exercícios fiscais iniciados em 1º de janeiro de 2018, no entanto, elas não tiveram um efeito relevante nas demonstrações financeiras consolidadas e estão descritas abaixo:

Interpretação IFRIC 22 Transações em Moeda Estrangeira e Adiantamentos

A Interpretação esclarece que, ao determinar a taxa de câmbio à vista a ser usada no reconhecimento inicial do ativo, despesa ou receita relacionada (ou parte dela) no desreconhecimento de um ativo não monetário ou passivo não monetário relacionado à contraprestação antecipada, a data da transação é a data em que uma entidade reconhece inicialmente o ativo não monetário ou o passivo não monetário decorrente da contraprestação antecipada. Se houver vários pagamentos ou recebimentos antecipados, a entidade deverá determinar a data das transações para cada pagamento ou recebimento de contraprestação. Essa interpretação não teve nenhum impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Alterações da IAS 28 Investimentos em Associadas e Joint Ventures - Esclarecimento de que mensurar as empresas nas quais houve investimento pelo valor justo por meio do resultado é uma escolha a ser feita caso a caso.

As alterações esclarecem que uma entidade que é uma organização de capital de risco, ou outra entidade que se qualifique, no momento do reconhecimento inicial pode optar, considerando caso a caso, por mensurar seus investimentos em associadas e joint ventures pelo valor justo por meio do resultado. Se uma entidade que não é ela própria uma entidade de investimento, tem participação em uma associada ou joint venture que é uma entidade de investimento, ela pode, ao aplicar o método da equivalência patrimonial, optar por reter a mensuração do valor justo aplicada por essa entidade de investimento associada ou joint venture à participação da entidade associada ou da joint venture nas subsidiárias. Essa escolha é feita separadamente para cada entidade associada ou joint venture, na data que for posterior entre as seguintes: (a) a data em que é inicialmente reconhecida a entidade de investimento associada ou joint venture; (b) a associada ou joint venture se torne uma entidade de investimento; e (c) a entidade de investimento associada ou a joint venture se torna uma empresa controladora. Essas alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

b) Normas emitidas, mas ainda não em vigor

Abaixo apresentamos os detalhes das normas, interpretações novas ou atualizadas, emitidas, mas ainda não em vigor, até a data do relatório da Companhia. A Companhia pretende adotar essas normas, novas interpretações e atualizações quando entrarem em vigor.

IFRS 16 – Operações de arrendamento mercantil

A norma IFRS 16 foi emitida em janeiro de 2016 e ela substitui a IAS 17, Operações de Arrendamento Mercantil, IFRIC 4, determinando se um Acordo contém uma Operação de Arrendamento Mercantil, SIC-15, Arrendamentos Mercantis Operacionais – Incentivos e SIC-27, Avaliação da Substância de Transações Envolvendo a Forma Legal de Arrendamento Mercantil. A norma IFRS 16 estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos mercantis e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos mercantis sob um único modelo de reconhecimento no balanço patrimonial semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros no âmbito da norma IAS 17. A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários: arrendamentos de ativos de 'baixo valor' (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, arrendamentos com prazo de arrendamento de 12 meses ou menos). Na data de início de um arrendamento, um arrendatário reconhece o passivo referente a efetuar pagamentos do arrendamento (ou seja, o passivo do arrendamento) e um ativo que representa o direito de usar o ativo subjacente durante o prazo do arrendamento (ou seja, o ativo de direito de uso) Será exigido dos arrendatários que reconheçam separadamente a despesa de juros do passivo de arrendamento e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Os arrendatários também serão obrigados a mensurar novamente o passivo do arrendamento ante a ocorrência de certos eventos (por exemplo, uma alteração no prazo do arrendamento, uma alteração nos pagamentos futuros do arrendamento resultantes de uma alteração em um índice ou taxa usada para determinar esses pagamentos). O arrendatário geralmente irá reconhecer o valor da nova mensuração do passivo de arrendamento mercantil como um ajuste no ativo de direito de uso.

A Companhia adotou a norma IFRS 16 em 1º de janeiro de 2019, usando o método retrospectivo modificado, portanto, os períodos comparativos não serão atualizados. A Companhia utilizará as isenções propostas pelo fim do prazo do contrato de arrendamento mercantil dentro de 12 meses a partir da data da aplicação inicial e contratos de arrendamento mercantil para os quais o ativo subjacente seja de baixo valor.

A avaliação da Companhia e a avaliação detalhada dos impactos da adoção da norma IFRS 16 foram baseadas principalmente nos seguintes contratos de arrendamento:

- Imóveis comerciais usados para atender clientes;
- Edifícios usados como sede;
- Veículos comerciais utilizados em operações.

O impacto na demonstração da posição financeira é o seguinte:

(EM MILHÕES DE REAIS - R$ milhões)	1º de janeiro de 2019
Ativo – Direito de uso	342
Passivo – Obrigações referentes a arrendamentos operacionais	(342)

IFRIC 23 – Incerteza sobre tratamentos de imposto de renda

A interpretação trata da contabilização do imposto de renda quando os tratamentos fiscais envolvem uma incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 e não se aplica a impostos ou tributos fora do escopo da IAS 12, nem inclui especificamente as exigências relacionadas a juros e multas associadas a tratamentos fiscais incertos. A interpretação aborda especificamente o seguinte:

- Se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente
- As suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais
- Como a entidade determina lucro tributável (prejuízo fiscal), as bases, créditos tributários não utilizados e alíquotas dos tributos
- Como a entidade considera as mudanças em fatos e circunstâncias.

Uma entidade deve determinar se deve considerar cada tratamento tributário incerto separadamente ou em conjunto com um ou mais outros tratamentos tributários incertos. A abordagem que melhor preveja a resolução da incerteza deve ser seguida. A interpretação é válida para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, mas estão disponíveis certos relevos de transição. A Companhia aplicará a interpretação a partir da data de entrada em vigor.

A Companhia ainda está avaliando os efeitos potenciais da aplicação desta nova interpretação nas demonstrações financeiras consolidadas.

A Companhia espera que outras normas e interpretações alteradas ainda não em vigor provavelmente não tenham um impacto significativo em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Resumo das políticas contábeis relevantes

As principais políticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de forma consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto as práticas que foram aplicadas prospectivamente a partir de 2018, de acordo com as normas e regulamentos descritos anteriormente nesta seção.

- Instrumentos Financeiros

Valor justo por meio do resultado: inclui os ativos financeiros da concessão relacionados à infraestrutura do segmento de distribuição. Esses ativos financeiros são mensurados pelo Valor Novo de Reposição (VNR) esperado, conforme definido no contrato de concessão, o qual representa o valor justo do valor residual da infraestrutura na data do balanço patrimonial. A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando possui um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro de, ou sob poder da concedente, pelos serviços de construção e manutenção da infraestrutura.

Os ativos financeiros também incluem: equivalentes de caixa, títulos negociáveis, instrumentos financeiros derivativos, ativos financeiros de concessão para infraestrutura de distribuição e indenizações a receber dos ativos de geração.

Instrumentos financeiros derivativos (operações de swap): A Companhia, por meio de sua subsidiária CEMIG GT, mantém instrumentos derivativos visando o gerenciamento da sua exposição a riscos de mudanças nas taxas de câmbio, principalmente o dólar norte-americano. Os instrumentos derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e os custos de transação relacionados são reconhecidos na demonstração do resultado quando incorridos. Após o reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo, e as variações no valor justo são registradas na demonstração consolidada do resultado.

Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda) – as opções de venda, na CEMIG GT, de cotas do Fip Melbourne e Fip Malbec ("PUT SAAG") foram mensurados pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM), tendo como referência o preço das respectivas opções de venda obtidas pelo modelo BSM avaliadas na data de fechamento das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Veja a nota 32 das Demonstrações Financeiras para mais detalhes.

Custo amortizado: Isso inclui; contas a receber de clientes, comerciantes e concessionárias de transporte de energia; adiantamentos a fornecedores; contas a receber do Estado de Minas Gerais; dinheiro restrito; depósitos judiciais em litígios; títulos de dívida negociáveis com a intenção de mantê-los até o vencimento; ativos financeiros da concessão relacionados à taxa de concessão; indenizáveis a receber referentes a ativos de transmissão; contas a receber de partes relacionadas; fornecedores; empréstimos e debêntures; dívida acordada com o fundo de pensão (Forluz); concessões a pagar; Plano de Regularização de Créditos Tributários - PRCT do Estado de Minas Gerais; Adiantamentos de clientes; ativos e passivos relacionados à conta CVA e Outros componentes financeiros em reajustes de tarifas; o subsídio para baixa renda; reembolso de subsídios tarifários; e outros créditos.

- <u>Clientes, comerciantes e concessionárias de transporte de energia</u>

As contas a receber de clientes, comerciantes e concessionárias de transporte de energia são reconhecidas inicialmente pelo valor de venda e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado.

Para estimar perdas futuras de recebíveis, a Companhia adotou uma abordagem simplificada, considerou que as contas a receber de clientes não possuem componentes financeiros significativos e calculou a perda esperada considerando a média histórica de não cobrança sobre o total faturado em cada mês (com base nos últimos 12 meses de faturamento), segregados por tipo de cliente e projetados para os próximos 12 meses, levando em consideração a idade de vencimento das faturas, incluindo as ainda a vencer. A perda estimada para os saldos vencidos de clientes que renegociaram as suas dívidas foi calculada com base na data de vencimento da fatura original, não sendo considerados os novos termos negociados. Para os saldos vencidos há mais de 12 meses, é considerada a expectativa de perda integral.

As provisões para perdas esperadas são mensuradas com base nas perdas esperadas para 12 meses, em função de potenciais eventos de inadimplência, ou perdas de crédito esperadas para a vida inteira de um instrumento financeiro, caso o risco de crédito tenha aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial.

Para os grandes clientes, o ajuste para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa é registrado com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios usados pela Companhia são: (i) clientes com valores significativos em aberto, o saldo a receber é analisado levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; e (ii) para os grandes clientes é feita uma análise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos vencidos.

- <u>Investimentos</u>

A Companhia possui investimentos em coligadas e joint ventures. Esses investimentos são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas e são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo.

O controle é obtido quando a Companhia e/ou uma de suas subsidiárias tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas subsidiárias.

Os investimentos da Companhia incluem o ativo intangível referente ao direito de exploração da atividade regulada identificado no processo de alocação do preço de aquisição das Controladas em Conjunto e coligadas, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

- Combinação de negócios

As combinações de negócios são contabilizadas usando o método de aquisição contábil. O custo de uma aquisição é mensurado pelo agregado da contraprestação transferida, que é mensurada pelo valor justo na data da aquisição, e o valor de qualquer participação que não seja de controle da empresa adquirida. Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida pelo valor justo na data da aquisição.

Uma combinação de negócios ocorre quando a Companhia adquire o controle de um negócio, independentemente da sua forma legal. Na data da aquisição, a Companhia reconhece e mensura os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e qualquer participação que não seja de controle na empresa adquirida. O ágio é inicialmente mensurado pelo custo, que é o excedente sobre o valor agregado da contraprestação transferida do valor reconhecido de participações que não sejam de controle e qualquer participação anterior detida nos ativos líquidos identificáveis adquiridos e passivos assumidos.

Quando uma combinação de negócios é realizada em estágios ("método de aquisição por etapas"), a participação anteriormente detida pela Companhia na empresa investida é mensurada novamente pelo valor justo na data da aquisição e o ganho ou perda correspondente, se houver, é reconhecido na demonstração do resultado.

- Ativos da concessão

Segmento de Distribuição de Energia: os ativos intangíveis da concessão são amortizados durante o período da concessão, conforme previsto no IFRIC 12 – *Contratos de concessão*. Conforme informado na nota 2.4 às Demonstrações Financeiras, as alterações introduzidas pela norma IFRS 15 afetaram a classificação dos ativos de distribuição.

A Companhia contabiliza ativos financeiros pelo valor residual do ativo da infraestrutura final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Até 31 de dezembro de 2017, os ativos financeiros eram classificados como mantidos para negociação (disponíveis para venda). A partir de 1º de janeiro de 2018, e devido à aplicação do IFRS 9, o ativo financeiro que agora é classificado como instrumento financeiro na categoria valor justo por meio de resultado.

O período de amortização do ativo intangível da concessão inclui um período de extensão de 30 anos, conforme descrito em mais detalhes na Nota 4 das Demonstrações Financeiras.

As adições à infraestrutura da concessão são inicialmente registradas como ativos de contrato pelo custo, incluindo custos de empréstimos capitalizados. Quando do início das operações da infraestrutura, nesse ponto o custo da infraestrutura é dividido e parte é alocada como ativo financeiro, conforme explicado acima, e o restante como ativo intangível. Os ativos financeiros são subsequentemente mensurados pelo valor justo estimado.

Segmento de transmissão: A partir de 1º de janeiro de 2018, e devido à aplicação da norma IFRS 15, o ativo financeiro relacionado ao direito incondicional de receber o custo da infraestrutura foi reclassificado como ativo de contrato. Mais informações na Nota nº 2.4 das Demonstrações Financeiras.

A contraprestação recebida mensalmente é alocada como receita relacionada ao serviço de operação e manutenção e como cobrança do ativo financeiro relacionado ao serviço de construção com base em seu valor justo relativo. Os custos de expansão e atualizações da infraestrutura são registrados como ativos de contrato.

Devido à aceitação dos termos de renovação das antigas concessões de transmissão, parte dos ativos de transmissão das concessões encerradas em 31 de dezembro de 2012 está sujeita a reembolso pelo poder concedente, sendo reconhecida uma conta a receber correspondente à indenização estimada recebida por um período de oito anos. Para maiores informações, veja a Nota nº 16 das Demonstrações Financeiras.

Segmento de geração: Conforme descrito na Nota 15 das Demonstrações Financeiras, a taxa de concessão paga pelos contratos de concessão concedidos pelo órgão regulador brasileiro (ANEEL) em novembro de 2015, foi classificada como ativo financeiro, pelo custo amortizado, pois representa um direito incondicional de receber caixa, ajustado pelo IPCA, e juros remuneratórios, durante o período da concessão.

Segmento de distribuição de gás: os ativos intangíveis da concessão registrados no segmento de distribuição de gás são amortizados durante o período da concessão, conforme previsto na IFRIC 12 – *Contratos de concessão*.

A amortização reflete o padrão no qual os benefícios econômicos futuros do ativo devem ser, segundo se estima, consumidos. O padrão de consumo dos ativos está relacionado à vida útil econômica de cada um dos ativos subjacentes que compõem a concessão. Essa vida útil econômica também é utilizada pelo regulador para determinar a base de mensuração da tarifa da prestação dos serviços da concessão.

A Companhia contabiliza ativos financeiros pelo valor residual do ativo da infraestrutura final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

A partir de 1º de janeiro de 2018, e devido à aplicação da norma IFRS 15, o ativo financeiro relacionado ao direito incondicional de receber o custo da infraestrutura, incluindo os custos de empréstimos capitalizados, foi reclassificado como ativo de contrato. Mais informações na Nota nº 2.4 das Demonstrações Financeiras.

As adições e atualizações da infraestrutura da concessão são inicialmente registradas como um ativo de contratado pelo seu custo, incluindo custos de empréstimos capitalizados. Quando do início das operações da infraestrutura, nesse ponto o custo da infraestrutura é dividido e parte é alocada como ativo financeiro, conforme explicado acima, e o restante como ativo intangível. Os ativos financeiros são subsequentemente mensurados pelo valor justo estimado.

- Ativo Intangível

Os ativos intangíveis são compostos principalmente pelos ativos intangíveis relacionados aos contratos de concessão de serviços, conforme descrito no tópico (e) acima, além de software. Os ativos intangíveis são registrados pelo seu custo, deduzido da amortização e quaisquer impairments, quando aplicáveis.

- Ativo Imobilizado

O ativo imobilizado é demonstrado ao custo, incluindo o custo atribuído (na aplicação inicial das IFRSs), e os custos de empréstimos capitalizados, menos a depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, ao longo da vida útil estimada dos ativos ou do prazo da concessão, o que for menor. As taxas de depreciação são apresentadas na Nota 18 às Demonstrações Financeiras.

Os ganhos e as perdas resultantes da alienação de um ativo imobilizado são calculados como a diferença entre os recursos líquidos obtidos da venda e o valor contábil do ativo, e são reconhecidos na demonstração do resultado da alienação do ativo.

- Redução ao Valor Recuperável (“Impairment”)

Ao avaliar a perda de valor recuperável de ativos financeiros, a Companhia e suas controladas utilizam tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração quanto às premissas se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Adicionalmente, a administração revisa, anualmente, o valor contábil dos ativos não financeiros, com o objetivo de avaliar se há alguma indicação, como eventos ou mudanças nas condições econômicas, operacionais ou tecnológicas de que um ativo pode estar deteriorado. Se houver alguma indicação, ou quando for necessário anular o teste de redução ao valor recuperável de um ativo, a Companhia estima que o ativo é recuperável. O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é definido como o maior entre o seu valor em uso e o valor justo menos o custo da venda. Quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede seu valor recuperável, é reconhecida uma perda por redução do valor recuperável, ajustando o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa ao seu valor recuperável.

- Benefícios a funcionários

O passivo registrado no balanço patrimonial consolidado relativo às obrigações do plano de pensão de aposentadoria da Companhia é o maior de: (a) o valor a ser pago de acordo com os termos do plano de pensão para amortização das obrigações atuariais; e (b) o valor presente da obrigação atuarial, calculado por um laudo atuarial, deduzido do valor justo dos ativos do plano e ajustado pelos ganhos e perdas atuariais não reconhecidos. As despesas

relativas à dívida contratada com o fundo fiduciário de pensão foram reconhecidas como receita (despesa) financeira, por representarem juros e correção monetária. As demais despesas relacionadas ao fundo de pensão foram registradas como despesas operacionais.

A Companhia oferece benefícios de assistência médica pós-emprego a seus funcionários, bem como seguro de vida para funcionários ativos e aposentados. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para planos de pensão de benefício definido. Essas obrigações são mensuradas anualmente por um atuário independente qualificado.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes das mudanças de premissas atuariais são reconhecidos por meio de outros resultados abrangentes.

Benefícios de curto prazo a funcionários: A participação nos lucros dos funcionários, prevista no Estatuto Social da Companhia, é registrada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos funcionários e registrado na participação nos lucros dos funcionários e gerentes na demonstração de resultados.

- Imposto de Renda e Contribuição Social

Circulante

Adiantamentos e créditos fiscais são apresentados como ativo circulante ou não circulante, de acordo com a data prevista de sua realização na data do balanço, quando os valores dos tributos são devidamente calculados e compensados com os adiantamentos efetuados.

Diferido

O imposto diferido é provisionado usando o método do passivo sobre diferenças temporárias entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis para fins de relatório financeiro na data do relatório.

Passivos por impostos diferidos são reconhecidos no caso de todas as diferenças temporárias tributáveis, exceto:

- Quando o passivo fiscal diferido decorre do reconhecimento inicial de um ágio ou de um ativo ou passivo em uma transação que não seja uma combinação de negócios e, no momento da transação, não afeta o lucro contábil nem o lucro ou perda tributável.
- Em relação às diferenças temporárias tributáveis associadas a investimentos em subsidiárias, associadas e participações em acordos conjuntos, quando o momento da reversão das diferenças temporárias puder ser controlado e for provável que as diferenças temporárias não sejam revertidas no futuro próximo.

Ativos por impostos diferidos são reconhecidos no caso de todas as diferenças temporárias e prejuízos fiscais não utilizados, desde que seja provável haver lucros tributáveis futuros contra os quais as diferenças temporárias dedutíveis e os prejuízos fiscais não utilizados possam ser utilizados, exceto:

- Quando o ativo fiscal diferido relacionado à diferença temporária dedutível decorre do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma transação que não é uma combinação de negócios e, no momento da transação, não afeta o lucro contábil nem o lucro ou perda tributável
- Em relação às diferenças temporárias dedutíveis associadas a investimentos em subsidiárias, associadas e participações em acordos conjuntos, os ativos fiscais diferidos são reconhecidos apenas quando for provável que as diferenças temporárias sejam revertidas no futuro próximo e haja lucro tributável contra o qual as diferenças temporárias podem ser utilizadas

O valor contábil dos ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos é revisado a cada data de emissão de demonstrações contábeis e é reduzido desde que não seja mais provável haver lucro tributável suficiente para permitir que o ativo fiscal diferido seja utilizado. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos são reavaliados a cada data de emissão de demonstrações contábeis e são reconhecidos desde que tenha se tornado provável que lucros tributáveis futuros permitirão que o ativo fiscal diferidos seja recuperado.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicadas no ano em que o ativo for realizado ou o passivo liquidado, com base nas alíquotas (e leis tributárias) que estiverem em vigor ou substantivamente em vigor na data das demonstrações contábeis.

- Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda e operações descontinuadas

A Companhia classifica os ativos não circulantes como mantidos para venda quando o valor contábil será recuperado, principalmente por meio de uma transação de venda e não pelo uso contínuo. Essa condição é atendida apenas quando o ativo (ou grupo de ativos) está disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas aos termos habituais e habituais para a venda do ativo (ou grupo de ativos) e sua venda é considerada altamente provável. A administração deve estar comprometida com a venda, que deve ser concluída dentro do prazo de um ano a partir da data da classificação. Os ativos mantidos para venda são mensurados pelo menor valor entre o valor contábil e o valor justo menos os custos de venda. Os custos da venda são os custos incrementais diretamente atribuíveis à alienação de um ativo, excluindo as despesas financeiras e as despesas com imposto de renda. O ativo imobilizado e o ativo intangível não são depreciados ou amortizados enquanto estiverem classificados como mantidos para venda. Ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentados separadamente como itens circulantes no balanço patrimonial.

Um grupo de alienação se qualifica como operação descontinuada se for um componente de uma entidade que foi alienada ou é classificada como mantida para venda, e:

- Representa uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações
- Faz parte de um único plano coordenado para descontinuar uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações

Ou

- É uma subsidiária adquirida exclusivamente com o objetivo de revender

Operações descontinuadas são excluídas dos resultados de operações em continuidade, sendo apresentadas como um único valor no resultado após os tributos a partir de operações descontinuadas na demonstração de resultados.

Divulgações adicionais são apresentadas na Nota 33 às Demonstrações Financeiras. Todas as outras notas explicativas às demonstrações financeiras incluem valores para operações continuadas, exceto quando indicado de outra forma.

- Reconhecimento de receita

Até 31 de dezembro de 2017, a receita era mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber, deduzidas quaisquer estimativas ou reembolsos e outras deduções similares.

A partir de 1º de janeiro de 2018, em geral, os contratos de receita com clientes nos setores de energia, gás e outros da Companhia, são reconhecidos quando a obrigação de desempenho é cumprida, pelo valor da contraprestação que se espera receber em troca dos bens ou serviços transferidos. A Companhia reconhece a receita apenas quando é provável que receba a contrapartida em troca dos bens ou serviços transferidos, levando em consideração a capacidade e a intenção do cliente de pagar essa quantia em consideração no vencimento.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia comercializada e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para clientes finais são contabilizadas quando há o seu fornecimento. O faturamento é feito mensalmente. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no fornecimento contratado. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

A receita do fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrada quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com os cronogramas de pagamento especificados no contrato de concessão.

As receitas dos serviços de concessão de transmissão são reconhecidas na demonstração do resultado mensalmente e representam o valor justo da construção, operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro.

Os serviços prestados incluem taxas pela conexão e outros serviços relacionados; as receitas são reconhecidas quando os serviços são prestados.

A fim de cumprir suas obrigações de desempenho conforme os contratos de concessão de transmissão, a Companhia é obrigada a manter a infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e, em troca, recebe uma remuneração denominada “Receita Anual Permitida (RAP)” durante o período de concessão, a qual é cobrada mensalmente.

As receitas de uso do sistema de distribuição (TUSD) recebidas pela Companhia de outros concessionários e

outros clientes que utilizam a rede de distribuição são reconhecidas no mês em que os serviços são prestados. O fornecimento não faturado de energia no varejo, entre o último consumo e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior ou no valor contratual. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

A receita da 'Parcela A' e outros componentes financeiros nos ajustes tarifários são reconhecidos na demonstração do resultado quando os custos de aquisição de energia efetivamente incorridos forem diferentes daqueles considerados pelo Poder Concedente para estabelecer a tarifa de distribuição de energia. Para mais detalhes, consulte a Nota 15 das Demonstrações Financeiras.

Ajustes dos fluxos de caixa esperados do ativo financeiro da concessão do contrato de concessão de distribuição de energia são apresentados como receita operacional, juntamente com as outras receitas relacionadas aos serviços de distribuição de energia.

- Resultado financeiro e despesas

As receitas financeiras são compostas principalmente por receitas de juros sobre fundos investidos, ajustes monetários de contas a receber vencidas e receitas de juros de outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida na Demonstração de Resultados através do método de juros efetivos.

As despesas financeiras incluem: juros sobre empréstimos, variação cambial e monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos não capitalizados são reconhecidos na Demonstração de Resultados através do método de juros efetivos.

- Informação por segmento

Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pelo presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados ao CEO incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos (principalmente a sede da Companhia) e despesas da matriz.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o ano para adquirir: ativos financeiros de concessão, ativos intangíveis, ativos de contrato de concessão e ativo imobilizado.

Principais fatores que afetam nosso Desempenho Financeiro

Análise de Vendas e Custo de Energia Adquirida

As tarifas praticadas no setor energético, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes regulados, 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. O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas”.

Cobramos dos clientes regulados seu consumo efetivo de energia a tarifas especificadas em cada período de faturamento de 30 dias. Certos clientes industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia que disponibilizamos contratualmente, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas de energia que compramos 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 nos períodos indicados. O termo “tarifa média” se refere a receitas segundo a classe de clientes, divididas pelos MWh utilizados por essa classe, e 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		
	2018	2017	2016
Vendas de energia:			
Tarifa média a clientes finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	276,61	276,27	276,80
Tarifa residencial	843,28	783,53	788,52
Tarifa comercial	558,83	578,36	663,17
Tarifa rural	496,27	446,09	409,23
Tarifa de serviços públicos e outros	505,74	469,17	464,45
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais	17.689	17.761	19.494
Clientes Residenciais	10.267	10.008	9.916
Clientes Comerciais	8.380	7.508	6.573
Clientes rurais	3.615	3.651	3.575
Serviços públicos e outros clientes	3.571	3.534	3.488
Tarifa média (R$/MWh)	501,68	479,90	474,85
Receita total (milhões de R$)	21.882	20.438	20.458
Vendas a distribuidoras:			
Volume (GWh)	11.992	12.777	12.509
Tarifa média (R$/MWh)	249,33	255,37	237,61
Receita total (milhões de R$)	2.990	3.263	2.972

Tarifas de Distribuição

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a CEMIG D está autorizada a cobrar pela venda e distribuição de energia. 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 energético brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a ANEEL em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas.

A revisão tarifária periódica da CEMIG D ocorre a cada cinco anos e tem o objetivo de reavaliar os custos administráveis da companhia, que incluem primordialmente os custos operacionais e os custos dos ativos fixos que compõem a remuneração e a depreciação desses ativos. Na revisão tarifária, o órgão regulador aplica a metodologia de definição de custos operacionais eficientes e avalia os investimentos incrementais realizados na base de ativos desde a última revisão, bem como as baixas e a depreciação dos ativos existentes, compondo uma nova base de remuneração.

O resultado da revisão tarifária entrou em vigor em 28 de maio de 2018, e a receita para cobrir os custos administráveis definidos nessa revisão será válida por um período de cinco anos, sendo reajustada anualmente pelo IPCA menos o Fator X, que é a produtividade média do setor de distribuição no Brasil, somada a alguns ajustes. Para a CEMIG D, tivemos uma melhora na receita da Parcela B na revisão tarifária de 2018 devido a: (1) incorporação da metodologia de remuneração de risco de obrigações especiais no valor aproximado de R$ 550 milhões, que são ativos incorporados com capital de terceiros; (2) aumento da base de remuneração líquida decorrente dos investimentos realizados no ciclo 2013-2018; e (3) aumento de receita para cobrir o CAIMI (Custo Anual de Instalação Móveis e Imóveis) devido a mudanças na metodologia da ANEEL.

Em 22 de maio de 2018, a ANEEL definiu o reajuste anual de tarifas para a CEMIG D: um aumento médio de 23,19%. Essa tarifa entrou em vigor a partir de 28 de maio de 2018 e permanece a mesma até 27 de maio de 2019. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) aumento de 13,30% no Índice de Reajuste Tarifário (IRT); (ii) aumento de 4,59% na variação da Conta de Variação dos Itens da Parcela (CVA); e (iii) aumento de 5,30% relacionado a outros ajustes financeiros. Os reajustes tarifários médios anuais da CEMIG D em 2018, 2017 e 2016, e as revisões com seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2018	2017	2016
Ajuste tarifário médio da tarifa anual/periódica	23,19%	(10,66)%	3,78%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	13,30%	1,29%	0,20%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	4,59%	(5,27)%	4,19%
Outros ajustes financeiros	5,30%	(6,68)%	0,61%

Em 16 de maio de 2017, a ANEEL determinou que o reajuste tarifário anual fosse aplicado às tarifas da CEMIG D. O resultado foi uma redução média nas tarifas de energia de clientes em 10,66%, aplicada de 28 de maio de 2017 a 27 de maio de 2018.

Em 24 de maio de 2016, a ANEEL determinou o reajuste tarifário anual a ser aplicado à CEMIG D. Este ajuste resultou em um aumento médio de 3,78% nas tarifas de energia dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2016 até 27 de maio de 2017.

Light – Revisão Tarifária

Em 15 de março de 2017, a Light assinou o 5º aditivo ao Contrato de Concessão, segundo o qual a ANEEL aprovou a antecipação da revisão tarifária periódica da Companhia com reajuste médio de 10,45%, que estava prevista para novembro de 2018. Os efeitos positivos para a Light incluíram: (i) Incorporação à Base de Remuneração Regulatória ("BRR") dos investimentos realizados entre 2013 e 2016 (referentes principalmente aos montantes relacionados aos Jogos Olímpicos de 2016, cuja remuneração só ocorreria a partir de 2018) com glosa mínima de 3%, tornando-se a maior BRR líquida entre as distribuidoras brasileiras; 7 (ii) Aumento do percentual de repasse das perdas não técnicas na tarifa, de 30,11% para 36,06%; e também das perdas técnicas repassadas à tarifa, de 5,40% para 6,34%.

As principais mudanças entre o reajuste tarifário anual de novembro de 2016 e o PTR (inicialmente realizado em 2018, mas de fato realizado em 2017) foram as seguintes:

	2016 Reajuste Tarifário (IRT anual = Índice de Reajuste Tarifário)	Revisão Tarifária Periódica 2017 (RTP)
Repasse de perdas		
Não Técnicas	30,11%	36,06%
Técnicas	5,40%	6,34%
Obrigações Especiais e Metas Específicas	Conforme o 3º RTP	Nenhum
BRR – R$ bilhões		
Bruta	14,94	15,78
Líquido	8,37	8,47
EBITDA Regulatório – R$ bilhões	1,49	1,66
Parcela B e Receitas Irrecuperáveis – R$ milhões	2.535	2.911
Data da próxima Revisão Tarifária	Foi programada para 16 de novembro de 2018 (A próxima em 2023)	Emitido de fato em 15 de março de 2017 (a próximo em 2022)
Término da Concessão	4 de junho de 2026	4 de junho de 2026

Receitas de Transmissão

Em janeiro de 2013, nossa concessão de transmissão foi renovada por mais 30 anos, de acordo com as regras definidas na Lei nº 12.783/2013. Naquela época, houve uma Revisão Extraordinária e a receita de transmissão foi reduzida ao valor estritamente necessário para cobrir os custos de operação e manutenção, no âmbito dos ativos não reversíveis indenizados.

Em 2017, o custo de capital dos ativos reversíveis ainda não amortizados no momento da renovação da transmissão passou a fazer parte da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão cobertas pela Lei 12.783/2013, conforme regras definidas na Portaria MME nº 120/2016. Essa receita consiste em dois componentes. Um refere-se ao aspecto financeiro, que corresponde ao custo de capital dos ativos não indenizados para o período de janeiro de 2013 a junho de 2017. Durante esse período, a empresa de transmissão permaneceu sem receita para os ativos disponibilizados que ainda não haviam sido indenizados. O segundo componente, chamado de componente econômico, se refere ao custo de capital a ser pago até o final da vida útil do ativo.

De acordo com a Nota Técnica nº 183/2017, anexa à Resolução Homologatória nº 2.258/2017, que ratificou o cálculo do RAP para o ciclo 2017-2018, o valor total do custo de capital dos ativos não indenizados por esse ciclo é de R$ 370,8 milhões.

Com relação aos processos de reajuste, o contrato de concessão de transmissão prevê uma revisão a cada cinco anos. A primeira revisão após a renovação da concessão ocorreu em julho de 2018. No entanto, esta revisão ocorrerá apenas em 2019 com efeito retroativo a partir de julho de 2018. A metodologia para essa revisão foi aprovada pela Resolução Normativa nº 816/2018, que inclui um novo critério para avaliação da base de ativos, um novo modelo para cálculo de custos operacionais e captura de outras receitas para moderação tarifária.

Em julho de 2018, a RAP da CEMIG GT teve uma elevação de 10,66%, em decorrência de uma correção monetária com base no IPCA da receita anteriormente aprovada, do reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão e também da adição do custo do capital não incorporado após a renovação da concessão, de acordo com o Decreto nº 120/2016 do MME. Desconsiderando o custo de capital não incorporado no RAP, o reajuste seria um aumento de 4,00%. No caso da CEMIG Itajubá (contrato de concessão nº 079/2000) foi concedido um ajuste de 3,32%. O contrato de concessão nº 079/2000 estipula que nos primeiros 15 anos da concessão, a RAP será estável e nos 15 anos seguintes, a RAP será de 50% do valor dos primeiros 15 anos. Na época desse ajuste, todos os nossos ativos sob o contrato de concessão nº 079/2000 já tinham uma vida útil de 15 anos.

Em julho de 2017, a RAP da CEMIG GT teve uma elevação de 131,3%, em decorrência de uma correção monetária com base no IPCA da receita anteriormente aprovada, do reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão e também da adição do custo do capital não incorporado após a renovação da concessão, de acordo com o Decreto nº 120/16 do MME. Desconsiderando o custo de capital não incorporado no RAP, o reajuste teria sido um aumento de 6,5%. No caso da CEMIG Itajubá (contrato de concessão nº 079/00), houve um ajuste negativo de 41,2%. O contrato de concessão nº 079/2000 estipula que nos primeiros 15 anos da concessão, a RAP será estável e nos 15 anos seguintes, a RAP será de 50% do valor dos primeiros 15 anos. Por ocasião de tal ajuste negativo de 41,2%, todos os nossos ativos sob o contrato de concessão nº 079/00 já tinham uma vida útil de 15 anos (alguns já haviam atingido essa margem no ciclo anterior), a RAP teve um ajuste negativo próximo de 50%.

Em julho de 2016, o RAP da CEMIG GT aumentou 26,2%, como resultado de um ajuste da inflação à receita previamente aprovada com base no IPCA, e devido ao reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão. A subestação licitada, CEMIG Itajubá, Contrato de Concessão nº 079/2000, por sua vez, obteve um reajuste positivo de 3,0%. O aumento para a unidade de Itajubá foi inferior à inflação média medida pelo IGP-M, devido à redução do RAP para esta concessão a partir do primeiro semestre de 2017. Essa redução foi estabelecida no contrato de concessão nº 079/200 determinando que a estrutura do fluxo de caixa das operações fosse maior nos primeiros quinze anos, de forma que os investidores possam enfrentar o maior endividamento da sua estrutura financeira no início do período de concessão. A receita aprovada para o período de 2016-2017, das duas concessões, totalizou R$ 334 milhões. A receita aprovada para o período de 2017-2018, das duas concessões, totalizou R$ 709 milhões, dos quais R$ 371 milhões correspondem ao custo de capital não incorporado.

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

Até 2016, ainda sob o efeito "El Niño" (fenômeno climático que ocorre quando a temperatura do Oceano Pacífico atinge níveis mais altos que a média), o Sudeste teve uma precipitação acima da média histórica em janeiro, levando a uma grande recuperação no reservatório do sudeste. Devido a essas melhores condições para geração hidrelétrica, em fevereiro de 2016 o ONS começou a reduzir a geração termelétrica.

Com a queda no consumo de energia e o aumento das chuvas, próximo da média histórica na estação chuvosa, a pressão sobre o funcionamento do sistema foi aliviada em 2016, o que possibilitou o desligamento gradual das usinas térmicas que estavam operando devido à segurança energética. No entanto, as regiões norte e nordeste continuaram a ter escassez e registaram chuvas historicamente baixas. Como resultado, algumas usinas termelétricas nessa região permaneceram em operação. Em 2016, o PLD médio foi de R$ 93,98/MWh com teto de R$ 422,56/MWh.

Em 2017, o sistema apresentou baixos fluxos durante o período de seca, o que impediu a recuperação dos principais reservatórios. Ao final de abril de 2017, o armazenamento do Sistema Interligado Nacional estava próximo a 40% da sua capacidade máxima. Neste cenário de baixo armazenamento e baixa afluência, tivemos preços elevados, o

que aumentou o despacho de usinas termelétricas. A região nordeste, que continuou a ter escassez de chuvas. Em 2017, o PLD médio no sistema foi R$ 324,17/MWh com um teto de R$ 533,82/MWh.

Em 2018, as baixas entradas do período chuvoso 2017/2018 mantiveram baixos os níveis dos reservatórios, o que elevou o PLD atingindo o valor máximo em agosto (R$ 505,18/MWh). Em outubro, no início do período 2018/2019, as entradas melhoraram consideravelmente, ocasionando uma rápida redução do preço para R$ 59/MWh no início de dezembro.

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 disto, nas demonstrações contábeis dos períodos em que o real cai em relação ao dólar norte-americano ou a outras moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e posição financeira podem ser afetados adversamente, mesmo havendo cobertura via *hedges* dessa dívida em moeda estrangeira. O ganho ou perda cambial e 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 norte-americano 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.

Resultados Operacionais

Exercício findo em 31 de dezembro de 2018 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017

A partir de 1º de janeiro de 2018, fomos obrigados a adotar a norma IFRS 9 - Instrumentos Financeiros e a IFRS 15 - Receita de contratos com clientes. Não é obrigatório para nós aplicar retrospectivamente a norma IFRS 9 e a IFRS 15 a quaisquer períodos anteriores a 1º de janeiro de 2018. A norma IFRS 9 introduziu alterações na mensuração e na classificação de instrumentos financeiros, bem como modificações no método de cálculo do *impairment* de instrumentos financeiros. A norma IFRS 15 estabeleceu um novo método para reconhecimento da receita de contratos com clientes, aplicando uma análise em cinco etapas, incluindo a identificação de contrato, identificação de obrigação de desempenho, determinação de preço de transação, alocação de preço de transação e reconhecimento de receita. Nossas demonstrações financeiras em e referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 refletem a adoção da norma IFRS 9 e da norma IFRS 15. Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada na adoção dessas normas; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações financeiras a partir dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 com adoção das normas IFRS 9 e IFRS 15. Consequentemente, nossas demonstrações financeiras em e referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e nossas demonstrações financeiras para os períodos comparativos não são diretamente comparáveis no que se refere a tais normas. Para obter mais informações sobre a adoção das IFRS 9 e IFRS 15 e seus efeitos em nossas demonstrações financeiras, favor consultar a nota 2.4 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, incluída no "Item 18. Demonstrações Financeiras."

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 2,55%, de R$ 21.712 milhões em 2017 para R$ 22.266 milhões em 2018, conforme apresentado a seguir.

	2018	% da receita operacional líquida	2017	% da receita operacional líquida	2018 versus 2017 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia para clientes finais	21.882	98,3	20.439	94,1	7,06
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.990	13,4	3.263	15,0	(8,37)
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da 'Parcela A') e outros componentes financeiros	1.973	8,9	988	4,6	99,70
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	2.045	9,2	1.611	7,4	26,94
Receita de Concessão de Transmissão	411	1,8	371	1,7	10,78

	2018	% da receita operacional líquida	2017	% da receita operacional líquida	2018 versus 2017 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Receita de Indenização de Transmissão	250	1,1	373	1,7	(32,98)
Receita de indenização de geração	55	0,2	271	1,3	(79,70)
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	-	-	9	0,1	-
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	321	1,4	317	1,5	1,26
Receitas de construção	898	4,0	1.118	5,1	(19,68)
Transações com energia na CCEE	217	1,0	860	4,0	(74,77)
Fornecimento de Gás	1.995	9,0	1.759	8,1	13,42
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(44)	(0,2)	-	-	-
Outras receitas operacionais	1.585	7,1	1.484	6,8	6,81
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(12.312)	(55,3)	(11.151)	(51,4)	10,41
Total das receitas operacionais líquidas	22.266	100,0	21.712	100,0	2,55

Vendas de energia para clientes finais

A receita com energia vendida a clientes finais, excluindo consumo próprio, foi de R$ 21.882 milhões em 2018 comparado a R$ 20.439 milhões em 2017, representando um aumento de 7,06%.

Os principais itens que afetaram a receita total de energia vendida aos clientes finais foram:

- O reajuste tarifário anual para a CEMIG D efetivo a partir de 28 de maio de 2018, com efeito ascendente médio de 23,19% nas tarifas de clientes, em comparação com um efeito descendente médio nas tarifas de clientes de 10,66% efetivo a partir de 28 de maio de 2017.
- Receitas mais altas decorrentes dos componentes de 'bandeira tarifária' das contas de clientes: R$ 655 milhões em 2018 comparado a R$ 454 milhões em 2017. Essa variação ocorre por conta da baixa do nível dos reservatórios, acionando tarifas adicionais das bandeiras amarela e vermelha, o que levou a maior cobrança em 2018.
- Aumento de 2,51% no volume de energia vendida aos clientes finais.

Evolução do Mercado

O total de vendas no mercado consolidado da CEMIG consiste na venda de energia para: (i) clientes 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.

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela CEMIG em 2018 teve um aumento de 0,5% em relação a 2017:

	GWh (2)		
	2018	**2017**	**Var %**
Residencial	10.267	10.008	2,6
Industrial	17.689	17.761	(0,4)
Comércio, Serviços e Outros	8.380	7.507	11,6

	GWh (2)		
	2018	**2017**	**Var %**
Rural	3.615	3.652	(1,0)
Poder Público	871	866	0,6
Iluminação Pública	1.384	1.367	1,2
Serviço Público	1.316	1.301	1,2
Subtotal	43.522	42.462	2,5
Consumo Próprio	41	37	10,8
	43.563	42.499	2,5
Suprimento a Outras Concessionárias (1)	11.992	12.777	(6,1)
Total	55.555	55.276	0,5

(1) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Mercado Regulado ("CCEAR") e contratos bilaterais com outros agentes.
(2) Dados não auditados por auditores externos; incluindo contratos de comercialização de energia no ambiente regulamentado (CCEARs) e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2018 apresentou alta de 2,6% em relação a 2017. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2018, na CEMIG D.

Industrial: A energia consumida pelos clientes industriais regulados e livres apresentou uma redução de 0,4% em relação a 2017. Essa queda deveu-se, principalmente, à atividade industrial não ter retomado o crescimento no ritmo esperada para o ano.

Comercial, Serviços e Outros: O consumo foi 11,6% maior em 2018 devido, principalmente, à incorporação de novos clientes no portfólio da CEMIG GT.

Rural: O consumo dos usuários rurais diminuiu 1% em 2018, principalmente devido ao menor uso de sistemas de irrigação.

Fornecimento a outras concessionárias: A venda de energia a outras concessionárias diminuiu 6,1% em relação a 2017 devido ao menor volume de energia disponível vendido nesse segmento, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros em 2018 e a alocação de energia vendida aos clientes finais.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):

Refere-se à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos clientes livres sobre a energia distribuída. Em 2018, essa receita correspondeu ao montante de R$ 2.045 milhões, comparada aos R$ 1.611 milhões em 2017, o que representou aumento de 26,94%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- ajuste positivo de aproximadamente 36% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2018, em vigor a partir de 28 de maio de 2018 em comparação com um ajuste negativo de aproximadamente 40% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2017, em vigor a partir de 28 de maio de 2017;
- demanda contratada aproximadamente 8,18% mais alta em 2018; e
- crescimento de aproximadamente 14,29% em instalações sendo faturadas sob Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs).

Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros, em aumentos tarifários

A CEMIG reconhece em suas demonstrações financeiras a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos, onde se destacam a CDE e energia comprada, e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. Este saldo representa os valores que deverão ser repassados nos próximos reajustes tarifários da CEMIG D, o que representou um aumento da receita de R$ 1.973 milhões em 2018, em comparação à receita de R$ 988 milhões em 2017. Essa variação deve-se, principalmente, ao aumento dos custos com energia em 2018, em relação à cobertura tarifária o que gerou um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia através do próximo reajuste tarifário.

Receita de Indenização de Transmissão

Em 2018, reconhecemos a receita de indenização de transmissão de R$ 250 milhões em comparação aos R$ 373 milhões de 2017. Em 2017, a CEMIG GT registrou R$ 149 milhões referentes a ativos de concessão de transmissão, que não foram incluídos na base de cálculo da receita nas revisões de tarifas anteriores.

Receita de indenização de geração

Em 2018, a Companhia reconheceu receita no valor total de R$ 55 milhões em comparação aos R$ 271 milhões de 2017 referente ao ajuste do saldo não amortizado das concessões das Usinas de São Simão e Miranda, conforme Portaria nº 291/17.

Receita de transações de energia na CCEE

A receita de transações de energia na CCEE foi de R$ 217 milhões em 2018, comparado a R$ 860 milhões em 2017, uma redução de 74,77% em relação ao ano anterior. Isso reflete um volume mais baixo de energia disponível para compensação no mercado atacadista em 2018, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros em 2018 e a energia alocada para venda a outros segmentos. No primeiro trimestre de 2017, a Companhia registrou receitas relacionadas à energia disponível das usinas de Jaguara e Miranda.

Receita de Fornecimento de Gás

A CEMIG registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R$ 1.995 milhões em 2018. Em comparação aos R$ 1.759 milhões de 2017, houve um aumento de 13,42%. Esta variação decorre, principalmente, do aumento no custo do gás repassado aos clientes, tendo em vista que houve uma redução de 16,26% no volume de gás vendido (1.104.745 m³ em 2018 comparados aos 1.319.242 m³ de 2017). O custo do gás foi significativamente afetado pela variação cambial em 2018.

Receitas de construção

As Receitas de Construção de Infraestrutura de Distribuição foram de R$ 898 milhões em 2018. Em comparação aos R$ 1.118 milhões de 2017, houve uma redução de 19,68%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia, no exercício, em ativos da concessão.

Outras receitas operacionais

Outras receitas operacionais foram de R$ 2.273 milhões em 2018, um aumento de 4,22% em relação a 2017 (R$ 2.181 milhões). Esse aumento deveu-se, principalmente, a um aumento nas receitas relacionadas a subsídios e reembolso por fornecimento descontratado, parcialmente compensado por uma receita relacionada aos serviços de Telecomunicação de R$ 149 milhões registrados em 2017, considerando que o negócio de Telecom foi vendido em 2018. Veja mais informações na Nota 33 das Demonstrações Financeiras. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 28 às Demonstrações Financeiras.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos e demais tributos aplicados às receitas em 2018 foram de R$ 12.312 milhões, ou 10,41% superior ao total de 2017 (R$ 11.151 milhões), conforme mostrado a seguir.

Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE")

Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), são decididos por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, o subsídio para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, do consumo de carvão e a Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC"). Os encargos referentes à CDE em 2018 foram de R$ 2.603 milhões, comparados a R$ 1.822 milhões em 2017.

Esse é um custo não controlável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para a definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Encargos do cliente – o sistema de "Bandeira Tarifária"

As bandeiras tarifárias são acionadas em função do nível dos reservatórios, representando maiores encargos devido à escassez de chuva. A bandeira 'Vermelha' tem dois níveis – Nível 1 e Nível 2. O nível 2 entra em vigor quando a escassez é mais severa. O acionamento das bandeiras tarifárias gera impactos no faturamento do mês subsequente.

Houve crescimento nos encargos dos clientes relacionados às bandeiras tarifárias, sendo R$ 655 milhões em 2018. Em comparação aos R$ 454 milhões de 2017, houve um aumento de 44,27%.

Este resultado decorre do maior acionamento da bandeira vermelha em 2018, na comparação com o ano anterior, em função da redução do nível dos reservatórios e menor expectativa de chuvas.

Demais impostos e encargos incidentes sobre a receita

As outras deduções significativas da receita são os impostos, que são calculados com base em um percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, em 2018, foram de R$ 19.420 milhões, um aumento de 3,20% em relação ao de 2017 (R$ 18.818 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2018 e 2017, expressos com base em um percentual do faturamento:

	2018	**% da receita operacional líquida**	**2017**	**% da receita operacional líquida**	**2018 versus 2017 %**
	(em milhões de R$)		**(em milhões de R$)**		
Energia comprada para revenda	(11.084)	(49,8)	(10.919)	(50,3)	1,51
Gás comprado para revenda	(1.238)	(5,6)	(1.071)	(4,9)	15,59
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(1.480)	(6,6)	(1.174)	(5,4)	25,98
Depreciação e Amortização	(835)	(3,8)	(850)	(3,9)	(1,76)
Pessoal	(1.410)	(6,3)	(1.627)	(7,5)	(13,34)
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(77)	(0,3)	(5)	-	1.440,00
Serviços terceirizados	(1.087)	(4,9)	(974)	(4,5)	11,60
Benefícios pós-emprego	(337)	(1,5)	229	1,1	-
Materiais	(104)	(0,5)	(71)	(0,3)	46,48
Provisões operacionais	(466)	(2,1)	(854)	(3,9)	(45,43)
Custos de construção	(897)	(4,0)	(1.119)	(5,2)	(19,84)
Outras despesas operacionais, líquidas	(405)	(1,8)	(383)	(1,8)	5,74
Total das despesas e custos operacionais	(19.420)	(87,2)	(18.818)	(86,6)	3,20

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2018 e 2017:

Pessoal

As despesas com pessoal foram de R$ 1.410 milhões em 2018. Em comparação aos R$ 1.627 milhões de 2017, houve uma redução de 13,34%. A redução se deveu principalmente a uma redução de 69,16% nas despesas relacionadas ao nosso plano de aposentadoria voluntária de R$ 214 milhões em 2017 para R$ 66 milhões em 2018. Essa redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Reajuste salarial de 1,83% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2017 (efeito integral em 2018).

- Reajuste salarial de 4,00% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2018.

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2018 foram de R$ 11.084 milhões, representando um aumento de 1,51% em comparação aos R$ 10.919 milhões de 2017. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- O custo das compras de suprimentos no mercado spot foi 21,36% maior, totalizando R$ 1.818 milhões em 2018, comparado a R$ 1.498 milhões em 2017, refletindo a maior exposição da CEMIG D ao mercado atacadista em 2018.

- Aumento de 47,29% nas despesas com energia adquirida através de contratos por cotas de garantia física que foram de R$ 679 milhões em 2018 comparados aos R$ 461 milhões de 2017. Essa variação deve-se, principalmente, ao ajuste de 52,98% nas tarifas médias de cotas da CEMIG D em 2018, sendo R$ 92,51/MWh em 2018 e R$ 60,47/MWh em 2017.

- As despesas com energia adquirida em leilões de mercado regulado diminuíram 5,88%, totalizando R$ 3.346 milhões em 2018, comparado a R$ 3.555 milhões em 2017, principalmente devido ao baixo nível dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas do sistema, a ter sido mais alto o número de usinas termelétricas despachadas em 2017 – com um consequente gasto mais elevado em combustível para essas usinas.

- Redução de 6,71% nas despesas com energia adquirida em ambiente livre e em contratos bilaterais, sendo R$ 4.355 bilhões em 2018 comparados aos R$ 4.668 bilhões de 2017. Esta variação decorre, principalmente, da redução de 10,13% nas despesas da CEMIG GT (R$ 4.055 bilhões em 2018 e R$ 4.512 bilhões em 2017) em função da queda de 8,99% na quantidade de energia adquirida (22.742.263 MWh em 2017 e 20.697.022 MWh em 2018).

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. Para mais detalhes, consulte a Nota 29 das Demonstrações Financeiras.

Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão

Os encargos de uso da rede básica totalizaram R$ 1.480 milhões em 2018, em comparação a R$ 1.174 milhões em 2017, representando um aumento de 26,06%.

Esta despesa refere-se aos encargos devidos pelos agentes de distribuição e geração de energia para uso das instalações que são componentes da rede básica. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL. O aumento nos valores em 2018 deve-se ao aumento dos custos de transmissão relacionados ao pagamento das indenizações de transmissão aos agentes do setor energético que fizeram a adesão aos termos da Lei nº 12.783/13.

Esse custo não é gerenciável no negócio de distribuição de energia, 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.

Provisões operacionais

As provisões operacionais foram de R$ 466 milhões em 2018, em comparação a R$ 854 milhões em 2017, uma redução de 45,43%.

A redução ocorreu principalmente devido a:

- A redução das provisões para contingências trabalhistas que foram de R$ 42 milhões em 2018 em comparação a R$ 206 milhões em 2017. O expressivo valor provisionado em 2017, decorre, principalmente, das reavaliações de perda de diversas ações em função da mudança na fase processual para execução provisória e entendimento jurisprudencial, relativamente às ações onde se discute a base de cálculo da periculosidade e isonomia por terceirização ilícita e responsabilidade subsidiária/solidária; em 2018, a nova jurisprudência do Supremo Tribunal Federal (STF) acerca da licitude da terceirização de toda e qualquer atividade, meio ou fim, levou à reavaliação de perda de diversas ações onde se discute este tema, com a consequente redução dos valores anteriormente provisionados. Veja mais informações na Nota 25 das Demonstrações Financeiras.

- Redução de R$ 155 milhões no valor justo das opções de investimento na RME, na Lepsa e na SAAG em 2018. Foi 55,46% menor que em 2017 (redução de R$ 348 milhões). Veja mais detalhes relacionados às opções de venda nas Notas 29 e 32 das Demonstrações Financeiras.

- Em contrapartida, ocorreu um crescimento de 6,45% nas perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa, que foram de R$ 264 milhões em 2018 em comparação às perdas estimadas de R$ 248 milhões em 2017. Este crescimento decorre basicamente do aumento na base de cálculo da provisão, considerando o maior faturamento em 2018 decorrente do reajuste tarifário de maio de 2018 da CEMIG D, não representando um aumento no percentual da inadimplência em relação ao faturamento.

Custo de Construção

Os Custos de Construção de Infraestrutura foram de R$ 897 milhões em 2018, em comparação a R$ 1.119 milhões em 2017, uma redução de 19,84%. Este custo é integralmente compensado pela receita de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no exercício em ativos da concessão.

Gás Comprado para Revenda

Em 2018 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R$ 1.238 milhões comparada a uma despesa de R$ 1.071 milhões em 2017, representando um aumento de 15,59%. Isso se deve, principalmente, ao aumento do preço do gás e foi parcialmente compensado por uma redução de 16,20% no volume de gás comprado (de 1.309.459 m³ em 2017 para 1.097.275 m³ em 2018). O preço do gás comprado foi significativamente afetado pela variação cambial em 2018.

Obrigações- Pós Emprego

O impacto das obrigações pós-emprego da Companhia no resultado operacional representou uma despesa no montante de R$ 337 milhões em 2018 em comparação a uma reversão de despesa de R$ 229 milhões em 2017.

Isso se deve às alterações feitas na apólice de seguro de vida em 2017, que resultaram na redução do capital segurado para aposentados em 20% a cada 5 anos, a partir dos 60 anos, atingindo um mínimo de 20%. Isso representou uma redução de R$ 619 milhões nas obrigações pós-emprego no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Outras receitas e despesas operacionais reconhecidas como operações descontinuadas

Destaca-se a conclusão, em novembro de 2018, do processo de alienação de ativos incorporados da CEMIG Telecom tendo apurado ganho de R$ 378 milhões, registrados no resultado de 2018. Mais detalhes são apresentados na Nota 33 das Demonstrações Financeiras.

Participação no lucro (prejuízo), líquido, de associadas e joint ventures

Em 2018, a CEMIG reportou uma perda pelo método da equivalência patrimonial de R$ 104 milhões, uma redução de 58,73% em comparação com uma perda de R$ 252 milhões relatada em 2017. Esta variação decorre principalmente das perdas verificadas em 2018 e 2017 referente as participações na Renova e Santo Antônio Energia.

Veja a Nota 17 das Demonstrações Financeiras para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Remensuração de participações acionárias detidas anteriormente nas subsidiárias adquiridas

Em decorrência do exercício da opção de venda das ações da RME, pelos demais acionistas da RME, perdeu o efeito o Acordo de Acionistas referente ao controle conjunto da empresa investida, a Light, e a Companhia detém direta e indiretamente, direta e indiretamente, 49,99% do capital votante da Light. Em consequência disto, de acordo com as disposições da IFRS 10 – Demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia atualmente controla a Light.

Além disso, ao obter o controle da Light, os investimentos Lightger, Axxiom, Guanhães Energia e Itaocara, nos quais a Companhia exercia controle conjunto com a Light, tornaram-se subsidiárias controladas da Companhia.

Conforme especificado na norma IFRS 3 – Combinações de negócios, a Companhia remensurou a participação anteriormente mantida nos investimentos pelo valor justo e foi reconhecida na demonstração do resultado do exercício uma perda relacionada à diferença entre o valor justo e o valor contábil da participação anteriormente detida no valor de R$ 199 milhões.

Em 20 de dezembro de 2018, a Companhia adquiriu 51% de participação na Energimp em Parajuru e Volta do Rio, que se tornaram subsidiárias integrais, em troca de 49% de participação na Morgado.

Antes da transação acima, a Companhia possuía uma participação controlada de 49% no capital social de Parajuru e Volta do Rio. Dessa forma, esses investimentos foram contabilizados pelo método de equivalência patrimonial.

Ao obter o controle, a Companhia remensurou a participação anteriormente detida nesses investimentos pelo valor justo, e o ganho relacionado à diferença entre o valor justo e o valor contábil no valor de R$ 80 milhões foi reconhecido na demonstração do resultado do exercício.

Mais detalhes são apresentados na Nota 17.1. às Demonstrações Financeiras.

Resultado Financeiro Líquido

O Resultado Financeiro Líquido totalizou R$ 518 milhões em 2018, em comparação com resultado financeiro líquido de R$ 996 milhões em 2017. Os principais fatores que contribuíram para essa redução nas despesas financeiras líquidas foram:

- Reconhecimento, em 2018, de ganhos decorrentes da operação de hedge relacionada aos Eurobonds, no valor de R$ 893 milhões, em comparação ao reconhecimento de perdas de R$ 32 milhões em 2017. O ajuste a valor justo do hedge tem sido impactado positivamente por uma redução na variação na curva futura esperada para o DI em comparação à variação esperada do dólar norte-americano. O ganho registrado deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme descrito a seguir neste relatório.

- Reconhecimento, em 2018, de receita no montante de R$56 milhões referentes a encargos de créditos com partes relacionadas. Vide maiores informações na nota explicativa nº 31 das Demonstrações Financeiras.

- Redução de 14,26% dos encargos de empréstimos e financiamentos, sendo R$ 1,257 milhões em 2018 e R$ 1,466 milhões em 2017. Este resultado decorre, principalmente, da menor variação do CDI, principal indexador da dívida, de 6,40% em 2018 em comparação a 9,93% em 2017.

- Aumento de 34,87% da receita com acréscimos moratórios de contas de energia, sendo R$ 352 milhões em 2018 comparado a R$ 261 milhões em 2017. Esta variação decorre, principalmente, dos efeitos da renegociação de débitos com clientes, com reconhecimento de juros e atualização monetária.

- Aumento do resultado líquido de variação monetária relativa aos saldos de CVA e outros componentes financeiros, sendo receita líquida de R$ 62 milhões em 2018 comparados a uma despesa líquida de R$ 41 milhões em 2017 decorrente ao do maior saldo de ativos líquidos em 2018 em comparação a 2017.

A redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Redução de 43,41% da renda de aplicação financeira, sendo R$ 116 milhões em 2018 comparado a R$ 205 milhões em 2017. Isso reflete principalmente um valor total menor de fundos investidos em 2018 e uma redução na taxa média do CDI: 6,40% em 2018, comparado a 9,93% em 2017.

- Redução de 82,20% das receitas monetárias de depósitos vinculados a litígios, sendo R$ 34 milhões em 2018 comparado a R$ 191 milhões em 2017. Em 2017, a CEMIG GT reconheceu uma receita de R$ 82 milhões, em função da reversão da provisão referente ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS (mais detalhes na nota explicativa nº 13 de nossas Demonstrações Financeiras).

- Aumento de 22,94% das despesas de variações monetárias de empréstimos e financiamentos, sendo R$ 134 milhões em 2018 comparados a R$ 109 milhões em 2017. Isso reflete, principalmente, uma elevação do IPCA – um dos principais índices da dívida – no ano: 3,75% em 2018, comparado a 2,95% em 2017.

- Houve uma despesa de variação cambial no valor de R$ 579 milhões em 2018, relacionada à captação de recursos indexados ao dólar (Eurobonds) em dezembro de 2017 e julho de 2018 nos montantes de US$ 1 bilhão (R$ 3.2 bilhões) e US$ 500 milhões (R$ 1.9 bilhão), respectivamente.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 30 das Demonstrações Financeiras.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2018, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R$ 728 milhões em relação ao lucro de R$ 2,304 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 31,60%. Em 2017, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R$ 644 milhões em relação ao lucro de R$ 1,646 bilhão antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 39.13%.

Estas alíquotas efetivas de impostos estão conciliadas com as taxas nominais na nota explicativa nº 10(d) destas Demonstrações Financeiras.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2017 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016

Receita operacional líquida

As receitas operacionais líquidas aumentaram 15,66%, passando de R$ 18.773 milhões em 2016 para R$ 21.712 milhões em 2017, devido, principalmente, a um efeito positivo de R$ 988 milhões em CVA (compensação por alterações nos itens da "Parcela A") e Outros componentes financeiros em 2017, em comparação a um efeito negativo de R$ 1.455 milhões em 2016. Essa variação na CVA (compensação por variações nos itens de "Parcela A") e Outros componentes financeiros deveu-se, principalmente, ao aumento nos custos de aquisição de energia em leilão em 2017, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um ativo financeiro para a CEMIG, que, por sua vez, resultou em um montante a ser reembolsado pelos clientes no próximo reajuste tarifário.

	2017	% da receita operacional líquida	2016	% da receita operacional líquida	2017 versus 2016 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia para clientes finais	20.438	94,1	20.458	109,0	0,10
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	3.263	15,0	2.972	15,8	9,79
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros	988	4,6	(1.455)	(7,8)	-
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	1.611	7,4	1.705	9,1	(5,51)
Receita de Concessão de Transmissão	371	1,7	312	1,7	18,91
Receita de Indenização de Transmissão	373	1,7	751	4,0	(50,33)
Receita de indenização de geração	272	1,3	-	-	-

	2017	% da receita operacional líquida	2016	% da receita operacional líquida	2017 versus 2016 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	9	0,1	8	-	12,50
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	317	1,5	300	1,6	5,67
Receitas de construção	1.119	5,1	1.193	6,4	(6,20)
Transações com energia na CCEE	860	4,0	161	0,9	334,16
Fornecimento de Gás	1.759	8,1	1.444	7,7	21,81
Outras receitas operacionais	1.483	6,8	1.421	7,6	4,36
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(11.151)	(51,4)	(10.497)	(55,9)	6,23
Total das receitas operacionais líquidas	21.712	100,0	18.773	100,0	15,66

Vendas de energia para clientes finais

As receitas provenientes da venda de energia aos clientes finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) foram de R$ 20.438 milhões em 2017, representando uma redução de 0,10% em relação a 2016 (R$ 20.458 milhões).

Os principais itens que afetaram a receita total da venda de energia aos clientes finais foram:

- Reajuste Tarifário Anual da CEMIG D, com redução média de 10,66% nas tarifas dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2017.

- O volume de energia vendida em 2017 foi 1,36% menor do que em 2016.

- Reajuste tarifário anual da CEMIG D, com aumento médio de 3,78% nas tarifas dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2016 (efeito integral em 2017).

- Aumento das despesas de cliente – valor da "Bandeira Tarifária", para R$ 454 milhões em 2017, comparado a R$ 360 milhões em 2016, devido ao baixo nível de reservatórios nos níveis de armazenamento de água das represas, com a ativação das bandeiras amarela e vermelha, o que levou a uma maior cobrança em 2017 de encargos adicionais relacionados às bandeiras.

Evolução do Mercado

O total de vendas do mercado consolidado de energia da CEMIG compreende vendas para: (i) clientes regulados na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Mercado Livre; (iii) outros agentes do setor energético – comercializadores, geradoras e produtoras independentes de energia, também no Mercado Livre; (iv) distribuidoras no Mercado Regulado; e (v) vendas na CCEE, eliminando as transações existentes entre as empresas do Grupo CEMIG.

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela CEMIG em 2017 diminuiu 0,57% em relação a 2016:

	GWh		
	2017	2016	Var %
Residencial	10.008	9.916	0,93
Industrial	17.761	19.494	(8,89)
Comércio, Serviços e Outros	7.507	6.573	14,21
Rural	3.651	3.575	2,13
Poder Público	866	886	(2,26)
Iluminação Pública	1.367	1.350	1,26
Serviço Público	1.301	1.252	3,91

	GWh		
	2017	**2016**	**Var %**
Subtotal	42.461	43.046	(1,36)
Consumo Próprio	37	37	-
	42.499	43.083	(1,36)
Suprimento a Outras Concessionárias (1)	12.777	12.509	2,15
Total	55.276	55.592	(0,57)

(1) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Mercado Regulado ("CCEAR"), e contratos bilaterais com outros agentes.

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

Residencial: O consumo residencial em 2017 apresentou alta de 0,92% em relação a 2016. Este aumento é devido, principalmente, às novas conexões de clientes feitas em 2017.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2017 apresentou uma redução de 8,89% em relação a 2016. Essa redução deveu-se principalmente à migração de tais clientes para o Mercado Livre.

Comercial, Serviços e Outros: O consumo foi 14,21% maior em 2017 devido, principalmente, à incorporação de novos clientes no portfólio da CEMIG GT.

Rural: O consumo dos clientes rurais aumentou 2,13% em 2017, principalmente devido ao maior uso de sistemas de irrigação e ao aumento da base de clientes.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), é derivada da tarifa cobrada dos clientes livres para o transporte da energia vendida. Em 2017, essa receita totalizou R$ 1.611 milhões, representando uma redução de 5,51% em relação a 2016 (R$ 1.705 milhões).

Os principais itens que afetaram a TUSD são os seguintes:

- Redução de 0,52% na tarifa para os clientes livres devido ao Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2016.

- Redução de 40% na tarifa para os clientes livres devido ao Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2017.

- A redução foi parcialmente compensada por um aumento no volume de energia distribuída de 10,92% em 2017, principalmente devido à retomada da produção do setor de ferroligas em 2017.

Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros, em aumentos tarifários

A CEMIG reconhece a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos (em que a CDE e energia comprada para revenda são componentes significativos), e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D. Em 2017, isso resultou em um aumento de R$ 988 milhões na receita, em comparação com uma redução de R$ 1.455 milhões em 2016. Este aumento nas receitas deve-se principalmente à redução dos custos de aquisição de energia em leilão em 2017, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um ativo financeiro para a CEMIG, resultando em um valor a ser reembolsado pelos clientes no próximo reajuste tarifário.

Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição

Percebemos um ganho de R$ 9 milhões no juste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição comparado a um ganho de R$ 8 milhões em 2016, um aumento de 12,50%. Essa variação deveu-se à redução na estimativa dos ativos financeiros a serem indenizados ao final da concessão após a renovação do contrato de concessão em dezembro de 2015. Consulte a Nota 15 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas para obter mais detalhes.

Receita de Indenização de Transmissão

Em 2017, reconhecemos a receita de indenização de transmissão de R$ 373 milhões em comparação a R$ 751 milhões em 2016. Em 2016, em decorrência da definição, pelo Ministério de Minas e Energia, dos critérios para atualização da indenização de transmissão, o valor da indenização a ser recebida foi registrado retroativamente a 2013 com base no custo do capital regulatório, o que reduziu significativamente a receita registrada.

O valor registrado em 2017, de R$ 149 milhões, refere-se a uma diferença de ativos da concessão de transmissão, cujos valores não foram incluídos na base de cálculo da receita anterior. Ver Nota 15 - Ativos e Passivos Financeiros e Setoriais da Concessão. O valor registrado foi baseado na Nota Técnica nº 183/201-SGT/ANEEL de 22 de junho de 2017.

Receita de transações de energia elétrica na CCEE

A receita de transações com energia na CCEE foi de R$ 860 milhões em 2017, em comparação a R$ 161 milhões em 2016 – que representa um aumento de 434,16%.

Esse aumento na receita de transações de energia na CCEE deveu-se a um aumento no volume de energia disponível para liquidação no mercado atacadista em 2017 e a um aumento de 244,28% no preço de atacado (R$ 324,17/MWh em 2017 e R$ 94,16/MWh em 2016).

Receita de fornecimento de gás

A Companhia registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R$ 1.759 milhões em 2017, comparada a R$ 1.444 milhões em 2016, um aumento de 21,81%. Isso reflete principalmente um maior volume de gás vendido (1.319.242 m³ em 2017, comparado a 1.066.351 m³ em 2016), representando um aumento de 23,72%.

Receitas de construção

As receitas de construção e infraestrutura relacionadas à transmissão e distribuição totalizaram R$ 1.119 milhões em 2017, em comparação a R$ 1.193 milhões em 2016, representando uma redução de 6,20%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da CEMIG em ativos da concessão.

Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga

Em 2017, reconhecemos a receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga, no montante de R$ 317 milhões, em comparação a R$ 300 milhões em 2016. Essa receita resultou da atualização pelo IPCA, acrescido de juros remuneratórios, da Bonificação pela Outorga relativa à concessão do 'Lote D' do Leilão nº 12/15. Veja a Nota 15 sobre as nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Receita de indenização de geração

Em 2017, a Companhia registrou receita no montante de R$ 271 milhões referente ao ajuste do saldo não amortizado das concessões das usinas de São Simão e Miranda, conforme a Portaria nº 291/17. Para maiores detalhes, veja as Notas 4 e 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos incidentes aplicados à receita em 2017 foram de R$ 11.151 milhões, ou um aumento de 6,23% em relação a 2016 (R$ 10.497 milhões).

Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE")

Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), são decididos por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, o subsídio para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, do consumo de carvão e a Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC").

Os encargos referentes à CDE em 2017 foram de R$ 1.822 milhões, comparados a R$ 2.074 milhões em 2016. Esse é um custo não controlável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para a definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Encargos do cliente – o sistema de "Bandeira Tarifária"

As cobranças a clientes no âmbito do sistema de Bandeiras Tarifárias em 2017 superaram em R$ 454 milhões os R$ 360 milhões registrados em 2016, devido ao baixo nível de armazenamento de água das represas, com a ativação das bandeiras amarela e vermelha, o que levou a uma maior cobrança em 2017 de encargos adicionais relacionadas às bandeiras.

Demais impostos e encargos incidentes sobre a receita

As outras deduções significativas da receita são os impostos, que são calculados com base em um percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, em 2017, foram de R$ 18.818 milhões, um aumento de 18,32% em relação aos de 2016 (R$ 15.904 milhões). Para mais informações, consulte a Nota 27 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2017 e 2016, expressos com base em um percentual do faturamento:

	2017	**% da receita operacional líquida**	**2016**	**% da receita operacional líquida**	**2017 versus 2016 %**
	(em milhões de R$)		**(em milhões de R$)**		
Energia comprada para revenda	(10.919)	(50,3)	(8.273)	(44,1)	31,98
Gás comprado para revenda	(1.071)	(4,9)	(877)	(4,7)	22,01
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(1.174)	(5,4)	(947)	(5,0)	23,97
Depreciação e amortização	(850)	(3,9)	(834)	(4,4)	1,92
Pessoal	(1.627)	(7,5)	(1.643)	(8,8)	0,97
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(5)	-	(7)	-	(28,57)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(10)	-	-	-	-
Serviços terceirizados	(974)	(4,5)	(867)	(4,6)	12,34
Benefícios pós-emprego	229	1,1	(345)	(1,8)	-
Materiais	(61)	(0,3)	(58)	(0,3)	5,17
Provisões operacionais	(854)	(3,9)	(704)	(3,8)	21,31
Custos de construção	(1.119)	(5,2)	(1.193)	(6,4)	(6,20)
Outras despesas operacionais, líquidas	(383)	(1,8)	(156)	(0,8)	145,51
Total das despesas e custos operacionais	(18.818)	(86,6)	(15.904)	(84,7)	18,32

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2017 e 2016:

A despesa com energia comprada para revenda em 2017 foi de R$ 10.919 milhões, comparada a R$ 8.273 milhões em 2016, representando um aumento de 31,98%. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- As despesas com energia adquirida em leilões regulamentados de mercado aumentaram 40,00%, totalizando R$ 3.556 milhões em 2017, em comparação com R$ 2.540 milhões em 2016, principalmente devido à ativação de usinas térmicas em 2017 devido ao baixo nível de reservatórios das hidrelétricas no sistema, com um aumento nas despesas com combustível de combustão para essas usinas.

- Aumento de 8,65% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, que totalizou R$ 1.243 milhões em 2017, em comparação a R$ 1.144 milhões em 2016, quando indexada ao dólar norte-americano. Essa variação decorre principalmente, do aumento da tarifa, que era de U$ 25,78/kW/mês em 2016, em comparação a U$ 28,73/kW/mês em janeiro de 2017.

- O custo de compras de fornecimento no mercado spot foi 96,85% maior em R$ 1.498 milhões em 2017, comparado a R$ 761 milhões em 2016, refletindo o maior custo de energia no mercado atacadista em 2017 (R$ 94,16/MWh em 2016 comparado a R$ 324,17/MWh em 2017).

Os encargos de uso da rede básica totalizaram R$ 1.174 milhões em 2017, um aumento de 23,97% em relação a 2016 (R$ 947 milhões). Esta despesa refere-se aos encargos devidos pelos agentes de distribuição e geração de energia para uso das instalações que são componentes da rede básica. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL.

As provisões operacionais foram de R$ 854 milhões em 2017, em comparação a R$ 704 milhões em 2016, representando um aumento de 21,31%. Em relação às provisões para contingências, destacamos o aumento de provisões trabalhistas (R$ 206 milhões em 2017 em comparação a R$ 120 milhões em 2016). O aumento no valor provisionado deve-se à reavaliação ocasionada por novos fatos ocorridos durante 2017. Para mais informações, consulte a Nota 24 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

As despesas com pessoal foram de R$ 1.627 milhões em 2017, comparadas a R$ 1.643 milhões em 2016, uma redução de 0,97%. Essa redução deveu-se, principalmente, a uma redução de 14,31% no número médio de funcionários (6.447 em 2017 em comparação a 7.524 em 2016). Essa redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Reajuste salarial de 8,50% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2016.

- Reajuste salarial de 1,83% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2017.

- Reconhecimento, em 2017 e 2016, das despesas no montante de R$ 214 milhões e R$ 93 milhões, respectivamente, relacionadas ao plano de aposentadoria voluntária.

As despesas com matéria-prima e insumos para produção de energia foram de R$ 10 milhões em 2017, em comparação a R$ 40 mil em 2016. Essas despesas representam os custos com combustível para operar a usina termelétrica de Igarapé. O gasto mais alto em 2017 foi devido a piores condições hidrológicas em 2017 em comparação às de 2016.

Os custos de construção de infraestrutura totalizaram R$ 1.119 milhões em 2017, ou uma redução de 6,20% em comparação a 2016 (R$ 1.193 milhões). Esse item de linha registra o investimento da CEMIG em ativos das concessões de transmissão e distribuição no período e é totalmente compensado pela receita de construção da linha, no mesmo valor.

A despesa com Participação dos Funcionários e Administradores no Resultado foi de R$ 5 milhões em 2017, em comparação a R$ 7 milhões em 2016. Essa despesa representa o valor estimado a ser pago a funcionários cujos sindicatos firmaram acordos específicos de participação nos lucros com a CEMIG.

O impacto das obrigações pós-emprego da CEMIG no resultado foi uma reversão de despesa de R$ 229 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R$ 345 milhões em 2016. Isto deveu-se a mudanças na política de seguro de vida, que resultaram na redução do capital segurado de 20% a cada cinco anos, de 60 anos, para um mínimo de 20%, representando uma redução de R$ 619 milhões em benefícios pós-emprego registrados em 31 de dezembro de 2017

Em 2017, a CEMIG reportou uma despesa de R$ 1.071 milhões referente à compra de gás para revenda, em comparação com uma despesa de R$ 877 milhões em 2016, um aumento de 22,12%. O aumento reflete principalmente um maior volume de gás comprado (1.309.459 m³ em 2017 em comparação com 1.063.677 m³ em 2016).

Ajuste referente à redução ao valor recuperável (impairment) em investimentos

Em 2016, a CEMIG registrou um ajuste por redução no valor de investimentos de R$ 763 milhões referente ao seu investimento na Renova. Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Participação no lucro (prejuízo), líquido, de associadas e joint ventures

m 2017, a CEMIG reportou uma perda pelo método da equivalência patrimonial de R$ 252 milhões, comparada com uma perda de R$ 302 milhões reportada em 2016. Essa variação reflete principalmente os melhores resultados de nossa participação na Light que apresentaram um ganho de R$ 35 milhões em 2017 em comparação com uma perda de R$ 121 milhões em 2016. Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado Financeiro Líquido

As despesas financeiras líquidas totalizaram R$ 997 milhões em 2017, comparadas às despesas financeiras líquidas de R$ 1.437 milhões em 2016. Os principais fatores que contribuíram para essa redução nas despesas financeiras líquidas foram:

- Os custos de empréstimos e financiamentos e as dívidas, incluindo custos de transação, diminuíram 20,49%, totalizando R$ 1.533 milhões em 2017, em comparação com R$ 1.928 milhões em 2016. Essa redução se deve, principalmente, à menor variação da taxa CDI: 9,93% em 2017, comparado a 14,06% em 2016.

- Redução de 55,51% nas despesas de variações monetárias com empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 109 milhões em 2017, em comparação a R$ 245 milhões em 2016, decorrente, principalmente, da menor variação do IPCA em 2017 (2,95% em 2016 em comparação a 6,29% em 2016).

- Essa redução foi parcialmente compensada por uma despesa com variação cambial de R$ 53 milhões em 2017, em comparação com uma receita líquida de R$ 27 milhões em 2016. Essa variação se deve principalmente a uma despesa registrada em 2017 no valor de R$ 57 milhões referente à emissão de Eurobonds em 2017.

- A redução também foi parcialmente compensada por uma redução na receita de aplicações financeiras: R$ 205 milhões em 2017 comparado a R$ 317 milhões em 2016. Esse resultado se deve a uma variação menor do CDI de 9,93% em 2017 (comparado a 14,06% em 2016).

- A redução também foi parcialmente compensada por um aumento na atualização monetária dos depósitos judiciais: R$ 191 milhões em 2017 comparado a R$ 46 milhões em 2016. Em 2017, a CEMIG registrou o montante de R$ 82 milhões devido à reversão da provisão referente à contestação da constitucionalidade da inclusão do valor do ICMS dentro do valor base sobre o qual essas contribuições são calculadas.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2017, a despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R$ 644 milhões em relação ao resultado de R$ 1.646 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 39,13%.

Em 2016, a despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R$ 33 milhões em relação ao resultado de R$ 367 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 8,99%. Há uma reconciliação dessas taxas efetivas com as alíquotas nominais na Nota 10 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, tivemos a 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 pela 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.

Caixa e Equivalentes de Caixa

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2018 totalizaram R$ 891 milhões, comparado a R$ 1.030 milhões em 31 de dezembro de 2017 e R$ 995 milhões em 31 de dezembro de 2016. Nenhum caixa nem equivalentes foram mantidos em nenhuma outra moeda que não o real. As razões para esta variação são apresentadas a seguir:

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimento

O caixa líquido gerado das atividades operacionais em 2018 e 2017 totalizou R$ 1.008 milhões e R$ 580 milhões, respectivamente. O crescimento na geração de caixa em 2018 em comparação com a de 2017 reflete, principalmente, o reembolso recebido pelas usinas hidrelétricas de São Simão e Miranda e o aumento da rentabilidade da Companhia.

O caixa líquido gerado das atividades operacionais em 2017 e 2016 totalizou R$ 580 milhões e R$ 1.213 milhões, respectivamente. O menor caixa gerado em 2017 em comparação a 2016 deveu-se principalmente à maior saída de caixa em 2017 para cobrir os custos não gerenciáveis da 'Parcela A', devido ao maior gasto de energia devido, por sua vez, aos menores níveis dos reservatórios hidrelétricos, resultando em a necessidade de armazenar água no sistema e ativar usinas termelétricas, resultando em um preço mais alto pela energia em 2017.

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimento

A Companhia utilizou caixa líquido de R$ 211 milhões em atividades de investimento em 2018, comparado ao caixa líquido usado em atividades de investimento de R$ 386 milhões em 2017. A redução reflete o alto volume de investimentos da Companhia no sistema de distribuição e aporte de capital das investidas no período, líquido dos valores recebidos pela venda de ativos - que totalizaram R$ 655 milhões em 2018 e R$ 766 milhões em 2017.

O caixa líquido utilizado nas atividades de investimento totalizou R$ 386 milhões em 2017, em comparação a R$ 614 milhões em 2016. Em 2017, o total investido em títulos foi de R$ 4 milhões, comparado a resgates de R$ 1.400 milhões em 2016. Além disso, fizemos injeções de capital em investidas totalizando R$ 254 milhões em 2017 em comparação com R$ 1.455 milhões em 2016.

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimento

O caixa utilizado nas atividades de financiamento em 2018 totalizou R$ 936 milhões, compreendendo R$ 509 milhões relativos a dividendos e juros sobre capital pago, amortização de financiamentos no valor de R$ 3.527 milhões parcialmente compensados por novos financiamentos de R$ 2.990 milhões e subscrição de capital pelos acionistas no valor de R$ 110 milhões.

Em 2017, as atividades de financiamento resultaram em uma saída líquida de R$ 159 milhões relacionada principalmente ao pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures no valor de R$ 4.131 milhões, R$ 11 milhões relacionados a custos de empréstimos e R$ 540 milhões relacionados a dividendos e juros sobre capital pago, parcialmente compensado por uma entrada de empréstimos, financiamentos e debêntures no valor de R$ 3.308 milhões e subscrição de capital pelos acionistas a ser capitalizada no valor de R$ 1.215 milhões.

Em 2016, as atividades de financiamento resultaram em uma saída líquida de R$ 529 milhões, compreendendo R$ 5.591 milhões pagos em amortização de financiamentos; R$ 675 milhões pagos em dividendos e juros sobre capital próprio; e entrada de financiamento de R$ 5.737 milhões.

Endividamento

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 14.772 milhões, composto por R$ 2.198 milhões de dívida corrente e R$ 12.574 milhões de dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2018, R$ 5.827 milhões eram denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$ 5.826 milhões eram denominados em dólares norte-americanos e R$ 0.2 milhões denominados em Euros) e R$ 8.945 milhões denominados em reais.

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2017 era de R$ 14.398 milhões, composto por R$ 2.371 milhões em dívida circulante e R$ 12.027 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2017, R$ 3.297 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$ 3.293 milhões em Dólares norte-americanos e R$ 4 milhões em Euros) e R$ 11.100 milhões estavam denominados em reais.

Nossos principais contratos de investimento, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2018, são apresentados na tabela a seguir:

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2018			2017
				Circulante	Não Circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
Banco do Brasil: Bonds Diversos (1) (4)	2024	Diversos	US$	2	24	26	24
Eurobonds (2)	2024	9,25%	US$	44	5.812	5.856	3.333
KFW (2)	2019	1,78%	Euro	-	-	-	4
(-) Custos de transação				-	(21)	(21)	(15)
Juros pagos antecipadamente (3)				-	(34)	(34)	(48)
Dívida em moeda estrangeira				46	5.781	5.827	3.298
MOEDA NACIONAL							
Banco do Brasil S.A. (2)	2018	140,00% do CDI	R$	-	-	-	742
Banco do Brasil S.A.(4)	2022	146,50% do CDI	R$	37	466	503	500
Caixa Econômica Federal (4)	2018	119,00% do CDI	R$				8

Caixa Econômica Federal (4)	2022	146,50% do CDI	R$	44	583	627	627
Caixa Econômica Federal (5)	2021	TJLP + 2,50%	R$	-	56	56	-
Caixa Econômica Federal (6)	2022	TJLP + 2.50%	R$	-	108	108	-
Eletrobrás (4)	2023	UFIR + 6.00% a 8.00%	R$	13	20	33	50
Clientes de grande porte (4)	2024	IGP-DI + 6,00%	R$	2	3	5	4
FINEP (2)	2018	TJLP+5.00% e TJLP+8.00%	R$	-	-	-	2
--Banco da Amazônia S.A. (2)	2018	CDI + 1,90%	R$	-	-	-	122
Sonda (7)	2021	110,00% do CDI	R$	-	46	46	42
Nota Promissória - 9ª Emissão - Série Única (4)	2019	151,00% do CDI	R$	426	-	426	-
(-) FIC Pampulha - Títulos de empresas controladas (9)				(25)	-	(25)	-
(-) Custos de transação				(2)	(11)	(13)	(26)
Dívida em Moeda Nacional				495	1.271	1.766	2.071
Total de Empréstimos e Financiamentos				541	7.052	7.593	5.369
Debêntures - 2ª série – 3ª Emissão (2)	2019	IPCA + 6,00%	R$	156	-	156	301
Debêntures – 3ª série – 3ª Emissão (2)	2022	IPCA + 6,20%	R$	53	996	1.049	1.011
Debêntures – Série Única – 5ª Emissão (2)	2018	CDI +1.70%	R$	-	-	-	703
Debêntures - 1ª Série - 6ª Emissão (2)	2018	CDI + 1,60%	R$	-	-	-	508
Debêntures – 2ª Série – 6ª Emissão (2)	2020	IPCA + 8,07%	R$	17	16	33	32
Debêntures - 7ª Emissão - Série Única (2)	2021	140,00% do CDI	R$	342	681	1.023	1.683
Debêntures - 1ª série - 3ª Emissão (4)	2018	CDI + 0,69%	R$	-	-	-	447
Debêntures - 2ª série - 3ª Emissão (4)	2021	IPCA + 4,70%	R$	569	1.027	1.596	1.537
Debêntures – 3ª Série – 3ª Emissão (4)	2025	IPCA + 5,10%	R$	41	916	957	921
Debêntures - 4ª Emissão - Série Única (4)	2018	CDI + 4,05%	R$	-	-	-	20
Debêntures - 5ª Emissão - Série Única (4)	2022	146,50% do CDI	R$	112	1.468	1.580	1.576
Debêntures - 6ª Emissão - Série Única (4)	2020	CDI + 1,75%	R$	276	275	551	-
Debêntures (8)	2018	CDI + 1,60%	R$	-	-	-	100
Debêntures (8)	2018	CDI + 0,74%	R$	-	-	-	34
Debêntures (8)	2022	TJLP+1,82% (69%) e Selic+1,82% (31%)	R$	33	92	125	155
Debêntures (8)	2019	116,50% do CDI	R$	50		50	50
Debêntures (8)	2023	CDI + 1,50%	R$	20	80	100	-
Debêntures 2ª Emissão - Série Única (7)	2019	128,50% do CDI	R$	-	-	-	26
(–) FIC Pampulha: Títulos de empresas subsidiárias (9)				-	-	-	(25)
(-) Custos de transação				(12)	(29)	(41)	(50)
Total, debêntures				1.657	5.522	7.179	9.029
Total Geral				2.198	12.574	14.772	14.398

(1) Saldo Líquido da Dívida Reestruturada composta pelos Bônus ao Par e Bônus com Desconto com saldo de R$ 174.790, deduzidos pelas Cauções dadas em garantias com saldo de R$ 148.854. As taxas de juros variam entre 2 a 8% ao ano; libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88% ao ano.

(2) CEMIG Geração e Transmissão.

(3) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (Yield to Maturity) acordado em contrato do Eurobonds;

(4) CEMIG Distribuição.

(5) Central Eólica Praias de Parajuru, decorrente da operação de combinação de negócios entre CEMIG GT e Energimp. Para mais detalhes, consulte a Nota 17 das demonstrações financeiras.

(6) Central Eólica Volta do Rio, decorrente da operação de combinação de negócios entre CEMIG GT e Energimp. Para mais detalhes, consulte a Nota 17 das demonstrações financeiras.

(7) CEMIG Company. Resultante da fusão da CEMIG Telecom.

(8) Gasmig.

(9) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos por empresas controladas. Para obter mais informações e características deste fundo, favor consultar a Nota 31 às Demonstrações Financeiras.

2018

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018:

Emissão de Notas Promissórias

Em maio de 2018, a CEMIG D emitiu Notas Promissórias no valor de R$ 400 milhões, com vencimento em 24 de outubro de 2019. Os juros remuneratórios das Notas Promissórias são de 151% da taxa CDI a serem pagos na data de vencimento. Os recursos serão utilizados para recompor o caixa da CEMIG D, devido ao pagamento da 3ª emissão de debêntures, e para aumentar o capital de giro. A emissão é garantida pela CEMIG e conta com garantias constituídas por alienação fiduciária de ações de emissão da Gasmig. As Notas Promissórias possuem Cláusulas Restritivas ("Covenants") financeiras que exigem a manutenção de uma relação Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a: (A) para a CEMIG: (i) 4,5x para junho de 2018; (ii) 4,25x referente ao exercício fiscal de 2018; e (iii) 4,25x para junho de 2019; e (B) para a CEMIG D (i) 7,5x para junho de 2018; (ii) 4,5x referente ao exercício fiscal de 2018; e (iii) 3,8x para junho de 2019.

Em 19 de dezembro de 2018, a CEMIG GT concluiu a oferta pública da 7ª emissão de debêntures simples garantidas, não conversíveis, em série única, com esforços restritos de colocação, de 550.000 debêntures, com valor nominal unitário de R$ 10.000, à data de emissão de 3 de dezembro de 2018, no montante total de R$ 2.240 milhões, a ser pago em 12 parcelas mensais, com data de vencimento final em 3 de junho de 2020. Os recursos líquidos da emissão foram utilizados para reabastecer a posição de caixa da CEMIG D devido a despesas relacionadas à energia comprada e ao pagamento de dívidas com vencimento em fevereiro de 2019. As debêntures pagam juros de CDI mais 1,75% ao ano. Os juros serão pagos mensalmente, sendo que a primeira parcela terá vencimento em 3 de janeiro de 2019 e a última

parcela na data de vencimento. As debêntures estão garantidas por (i) Garantia da CEMIG; (ii) alienação fiduciária alienação fiduciária de 33,37% das ações ordinárias de emissão da Gasmig. A escritura também possui Cláusulas Restritivas ("Covenants") financeiras que exigem a manutenção da taxa mínima de capitalização expressa pela Dívida Líquida/EBITDA mais dividendos recebidos iguais ou inferiores a (A) para a CEMIG D: (i) 4,50x para o exercício fiscal de 2018; (ii) 3,80x para junho de 2019; (iii) 3,80x para o ano fiscal de 2019; inclusive. e (B) para a CEMIG (i) 4,25x para o exercício fiscal de 2018; (ii) 4,25x para junho de 2019; (iii) 3,50x para o ano fiscal de 2019; inclusive.

Emissão de Eurobonds da CEMIG GT

Em 18 de julho de 2018, a CEMIG GT emitiu US$ 500 milhões adicionais de seus Eurobonds. Os recursos foram utilizados para pagar dívidas. Assim como na emissão original de Eurobonds pela CEMIG GT em dezembro de 2017, a emissão foi protegida por um *swap* dos juros mais um *call spread* do principal, a fim de proteger a empresa contra a volatilidade cambial.

2017

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2017:

Refinanciamento da dívida bancária da CEMIG

Em 2017, a CEMIG iniciou negociações com seus principais credores visando um refinanciamento da dívida bancária, num total de R$ 3,4 bilhões, a fim de refinanciar as dívidas de curto e médio prazos da CEMIG GT e da CEMIG D e para equilibrar os fluxos de caixa de curto e médio prazos da CEMIG. O reperfilamento da dívida envolveu a prorrogação dos cronogramas de amortizações, anteriormente com vencimentos entre 2017 e 2020, e a conversão do atual endividamento em instrumentos com carência durante o ano de 2018 para amortização do principal e vencimentos finais em 2022.

Em dezembro de 2017, a CEMIG D concluiu o reperfilamento da sua dívida com uma emissão de títulos no mercado brasileiro no valor de R$ 1.575 milhões e aditivos aos contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R$ 500 milhões) e com a Caixa Econômica Federal – CEF (R$ 625 milhões). Quanto à CEMIG GT, foram efetuados aditivos aos contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R$ 741 milhões). No agregado, o reperfilamento da dívida bancária compreendeu cerca de R$ 3,4 bilhões. O novo endividamento da CEMIG D pagará juros de 146,5% da variação do CDI (taxa de juros brasileira), enquanto o novo endividamento da CEMIG GT deverá ter um custo de 140% da variação do CDI. A amortização do principal começou em janeiro de 2019, com 36 pagamentos mensais iguais para a CEMIG GT, e a amortização do principal começará em julho de 2019, com 36 parcelas mensais correspondentes a uma distribuição anual de 6,75% em 2019, 13,50% em 2020, 27 % em 2021, 11,25% e uma liquidação do valor residual de 41,50% em 2022 para a CEMIG D.

O Refinanciamento da Dívida Bancária não envolve uma redução do principal, e os novos contratos são de endividamento sênior com garantias reais. A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG GT é composta de um mecanismo de amortização antecipada obrigatória (*cash sweep*) na venda de ativos da CEMIG GT (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativos), compromisso de utilização dos recursos provenientes dos dividendos recebidos de algumas das subsidiárias da CEMIG e da CEMIG GT (TAESA, Aliança, CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A.), alienação fiduciária de 34,34% das ações preferenciais de emissão da Gasmig, e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R$ 125 milhões por mês durante a vigência da nova linha de crédito) e uma conta de garantia igual ao valor dos próximos três pagamentos devidos.

A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG D, compartilhada entre as debêntures locais, Caixa Econômica Federal - CEF e Banco do Brasil, é composta por: (i) um mecanismo de amortização antecipada obrigatória (cash sweep) nas vendas de ativos da CEMIG (35% de cada venda de ativos) e (ii) um compromisso de utilização dos recursos provenientes de certos recebíveis (R$ 400 milhões por mês durante o período de vigência da nova linha de crédito referente às debêntures locais e um contrato de crédito firmado com a Caixa Econômica Federal - CEF e outros recebíveis referentes aos contratos de crédito firmados com a Caixa Econômica Federal (CEF) e Banco do Brasil. Além disso, a garantia dos contratos de dívida firmados com o Banco do Brasil também inclui penhor de recebíveis (duplicatas). Há também uma garantia corporativa da CEMIG de refinanciamento da dívida bancária da CEMIG D e da CEMIG GT.

Emissão de Eurobonds da CEMIG GT

No mesmo contexto de alongamento do cronograma de amortização, a CEMIG GT emitiu os Eurobonds em dezembro de 2017. A emissão foi precificada em dezembro com um cupom de 9,25% e retorno de 9,5%, e os recursos provenientes da operação foram utilizados para o pagamento de dívidas existentes com vencimento no curto prazo. Os títulos pagarão juros semestralmente e o principal vencerá em dezembro de 2024, com opção de pré-pagamento, sem prêmio após seis anos da emissão. Uma transação de *hedge* foi contratada para esta emissão na forma de um *swap* de cupom e um *call spread* sobre o principal, de forma a proteger a empresa contra volatilidade cambial.

Os Eurobonds contêm certas cláusulas restritivas que, entre outras coisas, limitam a capacidade da CEMIG GT de (i) incorrer em dívida adicional; (ii) efetuar determinados pagamentos de dividendos, resgatar capital social e realizar certos investimentos; (iii) transferir e vender ativos; (iv) firmar quaisquer acordos que limitem a capacidade das subsidiárias de pagar dividendos ou fazer distribuições; (v) criar ônus sobre ativos; (vi) efetivar consolidação, fusão ou venda de ativos; e (vii) realizar transações com afiliadas. Os Eurobonds também contêm certas cláusulas restritivas (covenants) de manutenção financeira aplicáveis à CEMIG e CEMIG GT. A escritura que rege os Eurobonds contém eventos habituais de inadimplência.

A CEMIG GT tem o direito, a seu critério, de resgatar qualquer um dos Eurobonds, no todo ou em parte, a qualquer momento em ou após 5 de dezembro de 2023, pelos preços de resgate estabelecidos na escritura que rege os Eurobonds. Antes de 5 de dezembro de 2023, a CEMIG GT tem o direito, a seu critério, de resgatar os Eurobonds, no todo, mas não em parte, a um preço de resgate igual ao maior de (i) 100% do valor principal desses Eurobonds e (ii) a soma do valor presente nessa data de resgate de (a) o preço de resgate do Eurobondson em 5 de dezembro de 2023 mais (b) todos os pagamentos de juros exigidos no Eurobondstough em 5 de dezembro de 2023 (excluindo juros acumulados, mas não pagos, ao data do resgate), descontada à data do resgate semestralmente (assumindo um ano de 360 dias composto por doze meses de 30 dias) à taxa do Tesouro mais 50 pontos base, mais em cada caso qualquer interesse acumulado sobre o principal montante do Eurobondsto, mas excluindo a data do resgate.

2016

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016:

Emissão de Debêntures e Refinanciamento de Créditos do Banco do Brasil

Em 29 de dezembro de 2016, a CEMIG GT concluiu a oferta pública da 7ª emissão de debêntures simples garantidas, não conversíveis, em série única, com esforços restritos de colocação, de 224.000 debêntures, com valor nominal unitário de R$ 10.000, à data de emissão de 23 de dezembro de 2016, no montante total de R$ 2.240 milhões, a ser pago em 37 parcelas mensais, com data de vencimento final em 23 de dezembro de 2021. O produto líquido da emissão foi utilizado para o reembolso de 144 Notas Promissórias Comerciais da sua 6ª Emissão Pública de Notas Comerciais e para reposição da posição de caixa da CEMIG GT.

As debêntures pagam juros anuais equivalentes a 140% do CDI. Os juros serão pagos mensalmente, sendo que a primeira parcela terá vencimento em 23 de janeiro de 2017 e a última parcela na data de vencimento. As debêntures estão garantidas por (i) Garantia da CEMIG; (ii) cessão fiduciária de recebíveis da CEMIG GT; e (iii) cessão fiduciária (alienação fiduciária) de 49% das ações ordinárias de emissão da CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A. (juntas "CEMIG GT - SPEs").

A escritura possui um condicionante contratual financeiro restritivo, uma exigência de que a CEMIG mantenha a taxa de capitalização mínima expressa pela relação Dívida Líquida/EBITDA, conforme definido na mencionada escritura, mais os dividendos recebidos que deverão ser iguais ou inferiores a (i) 4,5x para o exercício fiscal de 2017; (ii) 4,35x para o exercício fiscal de 2018; (iii) 3,5x para o exercício fiscal de 2019; (iv) 3,0x para o exercício fiscal de 2020; e (v) 2,5x para o exercício fiscal de 2021, também incluído. Além disso, a 7ª emissão de debêntures da CEMIG GT possuía uma provisão na qual, caso houvesse uma emissão de dívida no exterior, a CEMIG GT comprometia-se a usar 40% dos recursos para realizar o resgate antecipado ou a amortização extraordinária das debêntures.

A 7ª emissão de debêntures da CEMIG GT também possuía uma provisão em que, no caso de venda de ativos, a CEMIG GT comprometeu-se a usar 40% dos recursos para realizar o resgate antecipado ou a amortização extraordinária das debêntures. No entanto, se mais de 50% das debêntures já haviam sido pagas antecipadamente, 20% dos recursos teriam que ser utilizados para realizar um resgate antecipado ou uma amortização extraordinária. A escritura que rege a 7ª emissão de debêntures foi alterada em abril de 2018 para reduzir para 20% o percentual de uma emissão de dívida no

exterior ou de uma venda de ativos que deve ser utilizada para realizar um resgate antecipado ou amortização extraordinária da 7ª emissão de debêntures.

Em 21 de outubro de 2016, a CEMIG D liquidou, em favor do Banco do Brasil S.A, duas Cédulas de Crédito Comercial emitidas em 27 de maio de 2010, alteradas em 10 de maio de 2013 e em 22 de abril de 2016 com vencimentos finais em abril de 2018, no valor total de R$ 600 milhões, acrescidos de juros no montante de R$ 25 milhões calculados até a data da efetiva liquidação. O pagamento foi realizado com recursos próprios da CEMIG D.

Em 24 de outubro de 2016, a CEMIG GT efetuou, em favor do Banco do Brasil S.A., pagamentos das parcelas de dois Contratos de Abertura de Crédito Fixo, no valor de R$ 286 milhões, e de Cédulas de Crédito Bancário no valor de R$ 430 milhões, totalizando R$ 716 milhões. Os pagamentos foram realizados com recursos oriundos de uma nova captação, realizada com o próprio Banco do Brasil S.A., e com recursos próprios da CEMIG GT.

A CEMIG GT emitiu, em 24 de outubro de 2016, uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil, no valor total de R$ 600 milhões, a fim de refinanciar certas cédulas anteriormente prorrogadas pelo Banco do Brasil. Esse empréstimo possui taxa de juros de 132,90% do CDI e será pago em quatro parcelas semestrais, com vencimento final em outubro de 2018.

Emissão de Cédula de Crédito Bancário

A CEMIG D emitiu, em 22 de março de 2016, em favor da Caixa Econômica Federal, uma Cédula de Crédito Bancário no valor de R$ 695 milhões, cuja finalidade consiste no pagamento de juros e principal de dívidas existentes, representados por Cédulas de Crédito Bancário emitidas em favor do Banco do Brasil e da Caixa Econômica Federal, bem como a 8ª emissão de Notas Promissórias da CEMIG D, vincendas no primeiro semestre do ano de 2016. A taxa de juros é de 132,14% do CDI a.a. e o prazo total da operação é de 48 meses, sendo 18 meses de carência para o principal. Durante o período de carência, o pagamento de juros será feito trimestralmente. Após o período de carência, a amortização e o pagamento de juros serão feitos mensalmente. Esta Cédula de Crédito Bancário é garantida pela CEMIG e por uma garantia sobre os recebíveis da CEMIG D, no valor não inferior a 40% do saldo desta Cédula de Crédito Bancário.

Emissão de Notas Promissórias

Em 1º de julho de 2016, a CEMIG GT concluiu sua 7ª emissão de Notas Promissórias Comerciais, composta por 124 notas, representando um montante de R$ 620 milhões. Os recursos obtidos foram destinados ao pagamento da 2ª parcela da bonificação pela outorga de concessões de usinas hidrelétricas referentes ao Lote D do Leilão ANEEL nº 12/2015, bem como reforço de capital de giro da CEMIG GT. As Notas Promissórias pagam juros equivalentes a 128% da taxa DI média diária, a taxa diária de depósito interbancário, a ser paga na data de vencimento. As notas tiveram inicialmente um prazo de 360 dias, mas foram alteradas para vencer em 7 de dezembro de 2017 e o valor final pago no vencimento era de R$ 599 milhões.

Resgate de Notas Promissórias

Em 28 de março de 2016, a CEMIG D liquidou a totalidade de sua 8ª emissão de Notas Promissórias. Foi pago aos detentores das notas o valor de R$ 1,958 bilhão, sendo R$ 1,7 bilhão de principal e R$ 258 milhões de juros.

Nos contratos de financiamento da CEMIG D e da CEMIG GT existem cláusulas padrão limitando o pagamento de dividendos, se as empresas estiverem inadimplentes; restringindo a alienação de ativos que possam afetar negativamente suas atividades; e restringindo a alienação do controle acionário das sociedades envolvidas.

Como temos uma parcela significativa de nossos financiamentos, totalizando R$ 2.198 milhões, com vencimento em 2019, precisamos de recursos de curto prazo para pagar e para refinanciar tais obrigações. Como empresa estatal, estamos sujeitos a restrições, de acordo com as leis e regulamentos atuais, em relação a financiamento e nossa capacidade de obter financiamento em determinadas situações, incluindo o registro de financiamento estrangeiro no Banco Central do Brasil. Além disso, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas à limitação da exposição aos riscos relacionados com os governos estaduais, órgãos governamentais e empresas estatais como a CEMIG.

Ainda assim, essas restrições não proíbem as instituições financeiras locais de adquirir debêntures e outros instrumentos de dívida local emitidos pela CEMIG ou, ainda, conceder crédito se houver espaço no seu limite de exposição. No entanto, não há garantias de que essas restrições não possam ser alteradas e, portanto, dificultam nossa capacidade de obter financiamento no futuro. Veja "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos relacionados à CEMIG – Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de incorrer em endividamento, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira".

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, especialmente aquelas introduzidas para a geração e transmissão pela Lei nº 12.783/13, e a revisão tarifária da CEMIG D, realizada em abril de 2013, têm exigido um planejamento orçamentário mais preciso. Em 2016, 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. Em 2017, atendemos às nossas necessidades de liquidez, por meio de uma combinação de fluxo de caixa de operações e financiamento, incluindo a emissão de Eurobonds. O mesmo aconteceu em 2018, quando emitimos notas locais e voltamos a abordar o mercado internacional de títulos. 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 redução de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o nosso acesso 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 fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades.

Garantias de Financiamento da CEMIG

A CEMIG prestou garantias totais de financiamento no valor de R$ 4.538 milhões, conforme descrito abaixo.

Parte relacionada	Vínculo	Espécie	Objetivo	2018 (R$ '000)	Vencimento
Norte Energia (NESA)	Coligada	Garantia	Financiamentos	2.571.420	2042
Light	Controlada em conjunto	Contragarantia	Financiamentos	683.615	2042
Santo Antônio Energia (SAESA)	Controlada em conjunto	Garantia	Financiamentos	875.297	2034
Santo Antônio Energia (SAESA)	Controlada em conjunto	Garantia	Debêntures	400.726	2037
Centroeste	Controlada em conjunto	Garantia	Financiamentos	6.816	2023
				4.537.874	

A Norte Energia S.A. ("NESA"), firmou o contrato de financiamento nº 11.2.0134.1 com o BNDES, na data de 31 de março de 2011, alterado em 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 3,685 bilhões, dividido em subcrédito A e subcrédito B. Esses recursos foram utilizados para a aquisição de equipamentos para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é TJLP com um spread de 5,5% ao ano, a ser pago trimestralmente. A amortização do subcrédito A será paga em 287 parcelas mensais consecutivas, com vencimento final em 15 de março de 2041, e do subcrédito B será paga em 258 parcelas mensais consecutivas, com vencimento final em 15 de março de 2041. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato.

A NESA firmou o contrato de financiamento nº 12.2.1238.1 com o BNDES, com data de 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 9,815 bilhões, com vencimento final em 15 de janeiro de 2042. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,25% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato.

A NESA firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 391.115-37/12, com a Caixa Econômica Federal e o Banco BTG Pactual S.A., com data de 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 9 bilhões, com vencimento final em 15 de janeiro de 2042. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte, do seu sistema de transmissão e para uma injeção de caixa no PDRS Xingu. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,65% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato.

A Santo Antônio Energia S.A. ("SAESA"), firmou o contrato de financiamento com o Banco da Amazônia S.A., com data de 11 de março de 2009, no montante de R$ 503 milhões, com vencimento final em 10 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é de 10% ao ano. Durante o período de carência da amortização do principal de cada subcrédito, 50% dos encargos financeiros relativos

aos pagamentos de juros de cada subcrédito serão pagos mensalmente, no dia 10 de cada mês. Os demais encargos financeiros relativos ao pagamento dos juros devem ser capitalizados e pagos somente após o vencimento do respectivo período de carência de cada subcrédito. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela SAESA e detidas pela Madeira Energia S.A., ou MESA; (ii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

A SAESA firmou o contrato de financiamento nº 1/2013 com o Banco Santander (Brasil) S.A., com o Banco Bradesco S.A., o Banco do Brasil S.A., o Banco Itaú BBA S.A., Caixa Econômica Federal e o BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento, com data de 28 de agosto de 2013, no montante de R$ 995 milhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico Santo Antônio. A taxa de juros varia entre 3,8% a 2,8% ao ano, a ser pago juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela SAESA e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

Em 14 de dezembro de 2018, a SAESA firmou um acordo com o BNDES e os demais credores referente ao reperfilamento do financiamento acima mencionado, permitindo que a companhia utilizasse os recursos na conta de reserva, estendendo o vencimento da dívida até 2040, reorganizando a estrutura de garantia, bem como alterar a indexação dos contratos do BNDES.

Santo Antônio firmou o contrato de financiamento nº 1/2009 com o Banco Santander S.A., o Banco Bradesco S.A., o Banco do Brasil S.A., o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., o Banco do Nordeste do Brasil S.A., o Banco Itaú BBA S.A., a Caixa Econômica Federal, Banco da Amazônia S.A. e o BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento, com data de 11 de março de 2009, no montante de R$ 3 bilhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Santo Antônio e do seu sistema de transmissão. A taxa de juros varia entre 3,8% a 2,8% ao ano, a ser pago juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela Santo Antônio e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da SAESA; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

A SAESA firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 08.2.1120.1 com o BNDES, com data de 4 de março de 2009, no montante de R$ 3,09 bilhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Santo Antônio e do seu sistema de transmissão. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,4% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela Santo Antônio e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

A Companhia de Transmissão Centroeste de Minas firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.1862.1 com o BNDES, com data de 14 de abril de 2011, no montante de R$ 28 milhões, com vencimento final em 15 de abril de 2023. Esses recursos foram utilizados para a construção da Linha de Transmissão LT Furnas – Pimenta 2 – 345kV. A taxa de juros é TJLP com um spread de 3,0% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato possui um condicionante contratual financeiro restritivo que obriga a CEMIG, garantidora do financiamento, a manter uma taxa de capitalização mínima expressa pela relação Patrimônio Líquido/Ativo Total igual ou superior a 0,3. Esse contrato tem garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 51% do valor total do contrato.

Cláusulas Contratuais Restritivas ("Covenants")

A Companhia possui contratos com Cláusulas Restritivas ("covenants") atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Títulos - Garantia	Covenant	Índice Requerido – Emissora	Índice requerido CEMIG (garantidora)	Índice requerido – Parajuru e Volta do Rio	Exigibilidade de cumprimento
7ª emissão de debêntures CEMIG GT (1)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	O seguinte ou menos: 5,0 em 2018 4,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	O seguinte ou menos: 4,25 em 2018 3,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	-	Semestralmente
Eurobonds CEMIG GT (3)	Dívida Líquida / Ebitda ajustado pela Covenant	O seguinte ou menos: 5,5 em 30 de junho de 2018 5,0 em 31 de dezembro de 2018	O seguinte ou menos: 5,0 em 30 de junho de 2018 4,25 em 31 de dezembro de 2018	-	Semestralmente

		5,0 em 30 de junho de 2019 4,5 em 31 de dezembro de 2019 4,5 em 30 de junho de 2020 3,0 em 31 de dezembro de 2020 3,0 em 30 de junho de 2021 2,5 em 31 de dezembro de 2021 em diante	4,25 em 30 de junho de 2019 3,5 em 31 de dezembro de 2019 3,5 em 30 de junho de 2020 3,0 em 31 de dezembro de 2020 3,0 em 30 de junho de 2021 3,0 em 31 de dezembro de 2021 em diante		
Cédulas de Crédito Bancário do Banco do Brasil e da Caixa Econômica Federal e da 5ª e 6ª Emissão de Debêntures E da 9ª Emissão de Nota Promissória CEMIG D (3)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos) Índice de Liquidez Corrente	O seguinte ou menos: 7,5 em 30 de junho. 2018 4,5 em 31 de dezembro. 2018 3,8 em 30 de junho. 2019 3,8 em 31 de dezembro. 2019 3,3 em 30 de junho. 2020 3,3 em 31 de dezembro. 2020 3,3 em 30 de junho. 2021 3,3 em 31 de dezembro em diante. 2021 0,6x ou mais em/após junho. 30. 2018	O seguinte ou menos: 4,5 em 30 de junho de 2018 4,25 em 31 de dezembro de 2018 4,25 em 30 de junho de 2019 3,5 em 31 de dezembro de 2019 3,5 em 30 de junho de 2020 3,0 em 31 de dezembro de 2020 3,0 em 30 de junho de 2021 2,5 em 31 de dezembro de 2020 em diante 0,6x ou mais em/após junho. 30. 2018	- -	Semestralmente
Debêntures GASMIG (4)	Endividamento Geral (Passivo Total/Ativo Total)	Menor que 0,6	-	-	Anual
	EBITDA / Serviço da Dívida	Igual ou superior a 1,3	-	-	Anual
	Ebitda / Receita financeira líquida (despesas)	Igual ou maior que 2,5	-	-	Anual
	Dívida Líquida / EBITDA	Igual ou maior que 2,5	-	-	Anual
Financiamento Caixa Econômica Federal Parajuru e Volta do Rio (5)	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	-	-	Igual ou superior a 1,20	Anual (durante o período de amortização)
	Patrimônio Líquido / Passivo Total	-	-	20,61% ou mais (Parajuru) 20,63% ou mais (Volta do Rio)	Ativos permanentes
	Capital Social Subscrito e Integralizado da financiada/Total dos investimentos realizados do projeto financiado	-	-	20,61% ou mais (Parajuru) 20,63% ou mais (Volta do Rio)	Ativos permanentes

(1) 7ª emissão de debêntures da CEMIG GT, em dezembro de 2016, no montante de R$ 2.240.
(2) Diante de uma possível ultrapassagem dos covenants financeiros de manutenção, os juros serão automaticamente majorados em 2%a.a. durante o período em que permanecerem ultrapassados. Há também a obrigação de se respeitar um covenant "de manutenção" de dívida com garantia real no Consolidado da CEMIG em relação ao EBITDA de 1,75x (2,0 x em dezembro de 2017) e um covenant "de incorrência" de dívida com garantia real na CEMIG GT em relação ao EBITDA de 1,5x;
(3) Os títulos descritos acima possuem exigibilidade de cumprimento das respectivas cláusulas restritivas em conformidade aos índices requeridos até o seu vencimento, conforme demonstrado em quadro detalhado do início desta Nota Explicativa;
(4) Caso a Gasmig não consiga atingir as covenants requeridas, a Gasmig deve constituir, no prazo de 120 dias, contados das data da comunicação por escrito da BNDESPAR ou do BNDES, garantias aceitáveis aos debenturistas pelo valor total da dívida, observadas as normas do Conselho Monetário Nacional ("CMN"), salvo se naquele prazo estiverem restabelecidos os índices requeridos. Cross-default: Determinadas situações previstas contratualmente podem provocar vencimento antecipado de outras dívidas.
(5) Os contratos de financiamentos da Caixa Econômica Federal para a Central Eólica Praias de Parajuru e Volta do Rio possuem Covenants Financeiros com exibilidade de cumprimento condicionado ao vencimento antecipado do saldo remanescente da dívida. Somente é considerado exigível o cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida, anualmente e durante o período de amortização, sendo o início deste período a partir de julho de 2020.

As cláusulas restritivas foram atendidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Certos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Light S.A. e subsidiárias possuem cláusulas que podem ocasionar o vencimento antecipado da dívida, incluindo inadimplência cruzada. O vencimento antecipado ocorre somente quando um dos índices não é cumprido em dois trimestres consecutivos ou quatro trimestres intercalares, e quando determinados acordos não financeiros não são cumpridos. Empréstimos, financiamentos e acordos de debêntures exigem que a Light S.A. e suas subsidiárias mantenham certas cláusulas restritivas (covenants) e certos níveis na relação dívida líquida/EBITDA. Em 31 de dezembro de 2018, a Light S.A. e suas subsidiárias estavam em conformidade com as cláusulas restritivas (covenants) de dívida exigidas, exceto no que tange aos Bonds. Os Bonds possuem cláusulas

restritivas (covenants) de dívida e, em 31 de dezembro de 2018, a controlada excedia o limite de 3,50 vezes a relação dívida líquida/EBITDA, sendo obrigada a respeitar os limites de contratação de novas dívidas até retomar o cumprimento das cláusulas estabelecidas. Em 31 de 2018, a falta de conformidade da Light com a relação dívida/EBITDA não teve impacto em quaisquer outras covenants da Light e/ou da Companhia.

Revisão do Sistema de Compliance e de Governança Corporativa

A CEMIG empreendeu diversas iniciativas para impulsionar seu sistema de compliance e governança corporativa, incluindo a revisão de seu estatuto social à luz da nova Lei Estadual das Empresas (Lei nº 13.303/16), seu código de ética à luz da Lei Anticorrupção Brasileira (Lei 12.846/13), mantendo um programa de conformidade (atual ciclo 2016/2018) e fornecendo treinamento sobre seu código de conduta a todos os seus funcionários.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia, 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 de segurança.

Atualmente, a CEMIG investe cerca de R$ 38 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Em 2018, a CEMIG transferiu R$ 38 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico ("FNDCT"), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R$ 19 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), uma companhia federal de planejamento energético.

Em 2017, investimos R$ 40 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R$ 37,8 milhões para o FNDCT, e R$ 18,9 milhões para a EPE.

Em 2016, investimos R$ 23,49 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R$ 47,86 milhões para o FNDCT, e R$ 23,93 milhões para a EPE.

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 Energético Brasileiro". Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória pode nos afetar significativamente, sejam no tocante as nossas receitas se a alteração for relativa a preços, ou no tocante as 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 será capaz de atender a demanda esperada do consumo do mercado. As taxas de crescimento do consumo de energia no Brasil nos últimos anos foram de 2,1 % (2014-2015), -0,9% (2015-2016), 4,2% (2016-2017) e 3,73% (2017-2018), como um resultado da forte recuperação do consumo de energia após dois anos de recessão econômica. O Governo Federal tem tido sucesso nos leilões de "energia nova" a partir de 2005, que viabilizaram a construção de novos empreendimentos, tais como as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150 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 aquisição de energia das empresas distribuidoras.

Com relação aos investimentos, para 2019 planejamos fazer investimentos de capital relacionados ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$ 1.367 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R$ 372 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2019, visando atender necessidades de capital específicas. Para obter mais detalhes, favor consultar o item 4 (Investimentos).

Compromissos Contratuais

Foram assinados, entre a CEMIG GT e as entidades de previdência complementar que participam de investimentos da SAAG, Contratos de Opção de Venda que poderão ser exercidos pelos fundos em julho de 2021. O preço de exercício das Opções de Venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar, ajustado pro rata temporis, pela do IPCA, divulgado pelo IBGE, acrescido de juros de 7% ao ano,

deduzidos os dividendos e juros sobre capital já pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A CEMIG e suas subsidiárias possuem compromissos que incluem aquisição de energia de Itaipu, aquisição de energia em leilões, garantias de cotas físicas e outros compromissos, conforme segue em 31 de dezembro de 2018:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em diante	Total
Compra de energia de Itaipu	1.352	1.416	1.381	1.440	1.532	45.656	52.777
Compra de energia – leilões	2.753	3.129	3.525	3.808	4.293	85.444	102.952
Aquisição de energia – 'contratos bilaterais'	314	333	349	366	385	469	2.216
Cotas para Usinas Angra 1 e Angra 2	267	285	291	305	321	12.431	13.900
Transporte de energia de Itaipu	233	237	220	207	217	6.962	8.076
Outros contratos de compra de energia	3.963	3.041	3.057	3.814	3.395	37.159	54.429
Cotas de Garantias Físicas (1)	858	896	933	979	1.028	39.890	44.584
Arrendamentos Operacionais (2)	75	69	30	-	-	-	174
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.198	1.927	2.098	2.060	251	6.238	14.772
Total	**12.013**	**11.333**	**11.884**	**11.125**	**11.422**	**234.249**	**293.880**

1) A ANEEL distribui proporcionalmente entre as distribuidoras a garantia física dos geradores que estão no regime de cotas; as parcelas do rateio são denominadas cotas de garantia física.

2) Refere-se ao total dos pagamentos mínimos futuro não canceláveis de aluguel de frota de veículos para atividades fins, com reajuste anual pelo IGP-M, sem termos de renovação; e aluguel de imóveis das sedes administrativas para atividades fins (mais detalhes na nota explicativa nº 31).

Não possuímos quaisquer acordos não refletidos no balanço.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Funcionários

Conselho de Administração e Diretoria Executiva

A CEMIG é administrada por seu Conselho de Administração, composto por nove membros, e pela Diretoria Executiva, que consiste em sete Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem o direito de eleger a maior parte dos membros de nosso Conselho de Administração. Todo detentor de ações ordinárias da CEMIG tem o direito de votar em uma eleição para membros de nosso Conselho de Administração. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, qualquer acionista que detenha pelo menos 5% das ações ordinárias em circulação da CEMIG poderá solicitar a adoção de um procedimento de voto múltiplo, o que confere a cada ação um número de votos igual ao número de assentos no Conselho de Administração e dá ao acionista o direito de concentrar seus votos em um único candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os detentores de ações preferenciais representando pelo menos 10% do capital social da CEMIG, e os detentores de ações ordinárias representando pelo menos 15% do seu capital social (exceto o acionista controlador) têm o direito de eleger um membro do Conselho de Administração em uma eleição separada. Se nenhum dos detentores de ações ordinárias ou preferenciais se qualificar tendo em vista os limites mínimos especificados acima, os acionistas representando, no total, um mínimo de 10% do capital social poderão combinar suas participações para eleger um membro do Conselho de Administração.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais CEMIG GT e CEMIG D possuem todas o mesmo Conselho de Administração, o mesmo Conselho Fiscal e a esma Diretoria Executiva, e quaisquer exceções precisam ser aprovadas pelo Conselho de Administração.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CEMIG se reúne, ordinariamente, pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente, Vice-Presidente, ou por um terço de seus membros, ou pela Diretoria ("Diretoria Executiva"). Suas responsabilidades incluem, entre outros, a fixação da estratégia corporativa, orientação geral dos negócios da CEMIG, aprovação de diversas operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Todos os membros do Conselho de Administração são eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas. Nenhum membro do Conselho de Administração possui contrato de trabalho com a CEMIG ou com qualquer subsidiária que preveja qualquer benefício no caso de sua rescisão.

Nos termos do estatuto da CEMIG, o Conselho de Administração é composto por nove membros, eleitos por um período simultâneo de dois anos, com um máximo de três renovações consecutivas, observando os requisitos e proibições estabelecidos na legislação e regulamentação aplicáveis.

As seguintes regras se aplicam à composição do Conselho de Administração:

(a) Os dois grupos de acionistas a seguir têm o direito de eleger um membro, em votos separados, de acordo com a legislação aplicável: (i) os acionistas minoritários de ações ordinárias e (ii) os detentores de ações preferenciais.

(b) Pelo menos 25% dos membros devem ser independentes, ou pelo menos um deles, no caso de decisão de exercício por parte dos acionistas minoritários da sua opção de usar o mecanismo de voto múltiplo.

(c) Os funcionários têm o direito de eleger um membro.

(d) Em qualquer caso, a maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador da Companhia.

Atualmente, os assentos são ocupados por cinco membros nomeados pelo Governo do Estado de Minas Gerais, três membros nomeados por acionistas minoritários e um nomeado como representante dos funcionários, conforme artigo 19 da Lei nº 13303/16.

O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2020. Os nomes e posições e datas da nomeação inicial dos atuais conselheiros são os seguintes:

Nome	**Cargo**	**Data da Primeira Nomeação**
Márcio Luiz Simões Utsch (1)	Presidente	25 de março de 2019
Cledorvino Belini (1)	Conselheiro	25 de março de 2019
Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira (1)	Conselheiro	25 de março de 2019
José Reinaldo Magalhaes (1)	Conselheiro	25 de março de 2019
Romeu Donizete Rufino (1)	Conselheiro	25 de março de 2019
Renata Bezerra Cavalcanti (2)	Conselheiro	25 de março de 2019
Marcelo Gasparino da Silva (2)	Conselheiro	2 de maio de 2016
José João Abdalla Filho (2)	Conselheiro	30 de abril de 2014
Márcio José Peres (3)	Conselheiro	25 de março de 2019

(1) Eleito pelo Estado de Minas Gerais e outros acionistas.
(2) Eleito pelos acionistas minoritários.
(3) Eleito por um representante dos funcionários.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro efetivo do Conselho de Administração:

Márcio Luiz Simões Utsch – O Sr. Utsch nasceu em 1959 e é formado em Direito. Ocupou cargos executivos na loja de departamentos Mesbla S.A., onde foi Superintendente de Compras e de Operações; na empresa de jogos eletrônicos Gradiente Entertainment, Diretor Comercial e de Logística de Distribuição; ingressou na Alpargatas S.A. em 1997, onde atuou como CEO de 2003 a 2019, quando se aposentou aos 60 anos.

Cledorvino Belini – O Sr. Belini é formado em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, pós-graduado e mestre pela USP e possui MBA pela FDC/Insead. Ao longo de sua carreira de 44 anos na Fiat, Belini atuou como CEO no Brasil e na América Latina por 11 anos (2004-2015) e, em 2009, ingressou no Conselho Executivo do Grupo Fiat (GEC), o mais alto órgão de gestão do Grupo Fiat em nível global. No período 2010-2013, foi presidente da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). Desde outubro de 2017, exerce o cargo de Conselheiro de Administração independente do grupo JBS.

Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira – O Sr. Junqueira é o sócio fundador da Vinland Capital e, desde maio de 2018, é responsável pela Área de Análise de Empresas e Ações. Ocupou o cargo de diretor executivo e Sócio do Banco BTG Pactual responsável pelos setores Elétrico e de Saneamento no Sell Side (de 2007 a 2018). Além disso, trabalhou no Departamento de Análise de Empresas e Ações do UBS Investment Bank de 2005 a 2006.

José Reinaldo Magalhães - O Sr. Magalhães foi Gerente de FIPs no segmento de Private Equity na BR-Investimentos e na Bozano Investimentos Gestoras de Recursos de 2009 a 2015, membro da equipe responsável pelas decisões de investimento e desinvestimento dos Fundos. De 2006 a 2018, ocupou o cargo de Diretor de Investimentos no Departamento de Investidores Institucionais da PREVI (Caixa de Previdência dos funcionários do Banco do Brasil). No Banco do Brasil, ele foi Gerente Adjunto da filial de Nova York (de 2004 a 2005), Gerente Adjunto do Escritório de Representação de Chicago (de 2002 a 2004) e Gerente Executivo da Diretoria de Planejamento / Gerência de Riscos (de 1998 a 2002). Na PREVI, foi Gerente de Divisão da International Financial Institutions Management (1995 a 1998) e Trainee no Programa de Treinamento para Gerentes no Exterior em São Paulo, Austin e Londres (1994 a 1998). Foi analista do Departamento Técnico do BB-B1 Banco de Investimentos (de 1990 a 1994). Ingressou no DETEC em outubro de 1975 e, de 1983 a 1989, foi consultor técnico da Superintendência Estadual de Minas Gerais.

Romeu Donizete Rufino – O Sr. Rufino nasceu em 1956. No período 1978 a 1982, atuou como Auditor Independente na Pricewaterhousecoopers, iniciando como assistente chegando à função de supervisor. De 1983 e 1998 atuou na ELETRONORTE, Gerente do Departamento de Contabilidade e posteriormente como assessor da diretoria financeira da Companhia. Nesse período também atuou como membro do conselho Fiscal da Companhia Energética de Brasília – CEB e da Fundação de Previdência privada dos empregados da ELETRONORTE – PREVINORTE. Na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ele foi Gerente Geral de Inspeção (de 1998 a 2006), Diretor (2006 a 2013) e Diretor Geral (de 2013 a 2018).

Renata Bezerra Cavalcanti - Foi Chefe de Divisão da Petrobras entre 1995 e 2000; Subsecretária de Energia entre 2007 a 2012. Ela é Membro do Conselho de Energia da Firjan desde 2012 até o presente e Membro do Conselho Empresarial de Energia da Associação Comercial do Rio de Janeiro a partir de 2014.

Marcelo Gasparino da Silva – Nasceu em 1971. É advogado especialista em Administração Tributária Empresarial pela ESAG e possui MBA em Controladoria, Auditoria e Finanças. Em 2007, iniciou carreira executiva como Diretor Jurídico Institucional da CELESC. É Coordenador do Capítulo Santa Catarina, Conselheiro de Administração Certificado e compõe o Banco de Conselheiros do IBGC. É Presidente do Conselho de Administração da USIMINAS, e membro do Conselho de Administração da BRADESPAR e ETERNIT. Foi Conselheiro de Administração da Eletrobras, Celesc, AES Eletropaulo, Tecnisa e SC Gás e foi Conselheiro Fiscal da BRADESPAR, AES Eletropaulo, AES Tietê e da Renuka Brasil. É coordenador do Comitê Jurídico e Compliance da ETERNIT. Ele é o porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

José João Abdalla Filho – O Sr. José João Abdalla Filho nasceu em 1945. É atualmente Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; Membro Suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Membro Suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.

Márcio José Peres – O Sr. Márcio José Peres é graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia, possui MBA em Gestão de Negócios pelo Ibmec. Trabalha na CEMIG desde 1989, atuando em diversas funções gerenciais desde 2004. Atualmente, atua como Superintendente de Implantação e Gestão Operacional de Subsidiárias Integrais e Empreendimentos em Participação na CEMIG. Ele também atua como diretor estatutário de subsidiárias integrais do Grupo CEMIG.

Processos Civis e Criminais Significativos que Envolvem Membros-Chave da Administração

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva, membro do Conselho de Administração da CEMIG, é réu em dois processos de "Ação Civil de Improbidade Administrativa por Danos ao Tesouro Público" (processos não criminais), os quais foram movidos perante o 1º Tribunal do Tesouro Público de Florianópolis, no estado de Santa Catarina, Brasil.

No primeiro caso, o Ministério Público do Estado de Santa Catarina, no Brasil, alegou irregularidades quanto a uma aquisição específica de negócios pela Celesc Distribuição S.A., aprovada em 11 de dezembro de 2008 sem o devido processo de leilão. Tal aquisição foi feita com base em um decreto de emergência do Governador do Estado. O Sr. Marcelo Gasparino da Silva foi nomeado réu como resultado de sua função como Diretor Jurídico da Celesc Distribuição entre 2007 a 2009. Na outra ação civil envolvendo o Sr. Marcelo Gasparino da Silva, o Ministério Público alegou irregularidades no contrato firmado entre a Celesc Distribuição S.A. e a Monreal Corporação Nacional de Serviços e Cobranças S/C Ltda. Quase todos os ex-membros do Conselho de Administração da Celesc Distribuição entre 2003 e 2009 foram indicados como réus no caso. Ambas as ações estão em fase de instrução, e as queixas relevantes ainda não foram aceitas pelo Tribunal.

O Sr. Ronald Cavalcante de Freitas, Diretor de Comunicação da Light S.A. desde 11 de dezembro de 2015, é réu em uma ação coletiva movida em 23 de fevereiro de 2016, perante o Primeiro Tribunal de Contas de Belo Horizonte (Minas Gerais)), que contesta a legitimidade de uma campanha publicitária institucional relacionada ao pagamento do salário mínimo nacional para professores, publicada pelo Governo do Estado de Minas Gerais durante o período em que o Sr. Freitas atuou como Subsecretário de Comunicação do Governo do Estado de Minas Gerais, e também está buscando retorno aos fundos públicos do valor gasto com esse anúncio. Em abril de 2018, os demandantes apresentaram resposta à moção de esclarecimento apresentada pelo Governo de Minas Gerais.

E em 17 de maio de 2018, o juiz proferiu sentença parcialmente favorável a essa moção, revogando parte da decisão que encerrou a fase de divulgação, e dando ordem exigindo que os réus declarem com que assuntos de fato o testemunho lidaria. Em 7 de junho de 2018, os demandantes solicitaram a realização de um anexo aos autos do recurso interlocutório, mantendo o remédio provisório, uma vez que este suspendeu a publicação da campanha institucional de publicidade discutida na ação e, em 8 de junho de 2018, os réus apresentaram petição informando quais fatos eles pretendiam esclarecer com o testemunho que havia sido solicitado. Atualmente, é aguardada uma decisão sobre a produção do testemunho.

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva da CEMIG, composta por sete Diretores Executivos, é responsável, entre outras coisas, pela efetivação das decisões do Conselho de Administração e pela gestão cotidiana. Os membros da Diretoria Executiva - os Diretores Executivos - têm responsabilidades individuais estabelecidas no estatuto social e mantêm seus cargos por um período de dois anos, observando as exigências estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis, com no máximo três renovações consecutivas. O mandato dos atuais Diretores Executivos expira na Assembleia Geral Anual de Acionistas a ser realizada em abril de 2020. Os Diretores são eleitos pelo Conselho de Administração. As reuniões ordinárias são realizadas pelo menos duas vezes por mês, e as reuniões extraordinárias são realizadas sempre que convocadas pelo Presidente Executivo (CEO), ou por dois Diretores que não o Presidente Executivo.

Os Diretores Executivos exercem seus cargos com dedicação de tempo integral a serviço da CEMIG. Eles podem exercer simultaneamente posições não remuneradas na administração de nossas subsidiárias ou outras afiliadas, a critério do Conselho de Administração. Eles são, no entanto, obrigados a manter e exercer as posições correspondentes nas subsidiárias integrais CEMIG D e CEMIG GT.

A Diretoria Executiva é responsável pela administração cotidiana dos negócios da CEMIG, e está obrigada a aderir ao Plano Estratégico de Longo Prazo, ao Plano Plurianual de Negócios e ao Orçamento Anual. A Diretoria Executiva se reúne ordinariamente pelo menos duas vezes por mês; e, extraordinariamente, sempre que convocada pelo Diretor Presidente ou por dois Diretores com aviso por escrito ou por e-mail ou outro meio digital com antecedência mínima de dois dias; esse aviso não será necessário se todos os Diretores estiverem presentes. As decisões da Diretoria são tomadas por voto da maioria de seus membros e, em caso de empate, o Diretor Presidente terá voto de minerva.

É dever de todo membro da Diretoria Executiva cumprir e fazer com que outras pessoas cumpram o seguinte: o estatuto social da Companhia, as decisões da Assembleia Geral de Acionistas e do Conselho de Administração, o Regimento Interno e as decisões da Diretoria Executiva.

Os nomes, cargos e datas da nomeação inicial de nossos Diretores Executivos são os seguintes:

Composição da Diretoria Executiva

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Cledorvino Belini	Presidente Executivo	8 de fevereiro de 2019
Maurício Fernandes Leonardo Júnior	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	19 de março de 2018
Paulo Mota Henriques	Diretor de Geração e Transmissão	21 de março de 2019
Daniel Faria Costa	Diretor de Administração	19 de março de 2018
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretor Interino de Gestão Corporativa	21 de fevereiro de 2017
Dimas Costa.....	Diretor Comercial	1 de setembro de 2016
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretor de Distribuição e Vendas	21 de março de 2019

Cledorvino Belini – O Sr. Belini é formado em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, pós-graduado e mestre pela USP e possui MBA pela FDC/Insead. Ao longo de sua carreira de 44 anos na Fiat, Belini atuou como CEO no Brasil e na América Latina por 11 anos (2004-2015) e, em 2009, ingressou no Conselho Executivo do Grupo Fiat (GEC), o mais alto órgão de gestão do Grupo Fiat em nível global. No período 2010-2013, foi presidente da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). Desde outubro de 2017, exerce o cargo de Conselheiro de Administração independente do grupo JBS.

Maurício Fernandes Leonardo Júnior – Graduado em Literatura pela Unoeste, com pós-graduação em Contabilidade e Finanças pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), mestrado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), pós-graduação em Marketing na PUC do Rio de Janeiro, e MBA em Gestão de Empresas pela Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT). Trabalhou para o Banco do Brasil, de 1998 a 2017, nos seguintes cargos: Vice-Gerente de Filial (1998–2000); Gerente de Divisão (2001–2003); Gerente Executivo na Diretoria de Novos Negócios (2005–2008); Gerente Executivo na Controladoria (2005–2013); Gerente Executivo, EUA (2008–2010); CEO e Presidente do Conselho de Administração do Banco do Brasil Money Transfers, Nova York (2010–2013); Gerente Geral Adjunto, Nova York (2013); Gerente Executivo na Direção de Recursos Humanos (2014–2015); e Diretor de Operações em Viena, Áustria (2015–2017). De 2005 a 2007, foi membro e, posteriormente, Presidente do Conselho Fiscal da Ativos S.A., e atuou como membro dos Conselhos Fiscais da: CPFL Energia e CPFL Geração (2005-2007); BrasilPrev Seguros e Previdência; e CASSI (seguradora de saúde para funcionários do Banco do Brasil) (2014–2015). Atuou nos Conselhos de Administração da BB Money Transfers, EUA (2010-2011) e Fundação Banco do Brasil (2004-2007); e como Gerente Geral do Economus Instituto de Seguridade Social em São Paulo (de 2017 até hoje).

Daniel Faria Costa – Graduado em Direito pela Universidade Federal de Uberlândia, com MBAs em Gestão Financeira e Gestão de Negócios pela Fundação Dom Cabral. Daniel Faria Costa trabalhou no grupo Banco do Brasil (de 1979 a 2018), principalmente em Corporate Banking e Reestruturação de ativos. Atuou como Gerente Geral em Nova York (de 2007 a 2011), Gerente Executivo do Departamento Comercial em Brasília (2011). Em 2012, passou a ser Gerente Geral de Vendas do Banco Patagônia S.A., em Buenos Aires, na Argentina; em 2014, se tornou Gerente Executivo da Unidade de Governança de Entidades Relacionadas em Brasília (de 2013 a 2015); e (de 2016 a 2018) Gerente Geral Nacional de Reestruturação de Ativos, em São Paulo.

Paulo Mota Henriques – O Sr. Paulo Mota Henriques nasceu em agosto de 1962, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas e Especialização em Engenharia de Automação Industrial pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG. Sua trajetória profissional se iniciou na CEMIG em 1987, onde trabalhou como Gerente Geral de Transmissão em Belo Horizonte de 2004 a 2007 e

foi responsável pela gestão técnica, financeira e administrativa dos ativos de subestações e linhas de transmissão de extra alta tensão pertencentes à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações de transmissão. Ele foi Superintendente de Controle e Gestão de Geração e Transmissão na CEMIG GT de 2007 a 2009, responsável, entre outras coisas, pelo planejamento, implantação, coordenação e desdobramento da Gestão da Estratégia no âmbito da Diretoria de Geração e Transmissão. Em 2009, se tornou Superintendente de Coordenação da Geração e Transmissão da CEMIG GT (CG), responsável pela gestão de processos empresariais na Diretoria de Geração e Transmissão (DGT) da CEMIG e pelo planejamento e gestão dos Empreendimentos de Geração e Transmissão em sociedades, bem como de subsidiárias integrais. Atuou também como Diretor Superintendente Geral da TAESA (de 2009 a 2011). Foi membro do Conselho de Administração das seguintes empresas coligadas à CEMIG: Companhia Transleste de Transmissão (de 2007 a 2009), Companhia Transirapé de Transmissão (de 2007 a 2009) e PCH Guanhães Energia (de 2007 a 2009) e PCH Pai Joaquim (de 30 de abril de 2008 a 30 de abril 2010). Foi Gerente Geral de Manutenção de Transmissão na CEMIG (de 2011 a 2016) e Diretor da Associação Brasileira de Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) (de 2017 a 2019).

Dimas Costa – Graduou-se em Engenharia Elétrica pela PUC Minas em 1978. Entre os anos de 1978 e 1980 ocupou o cargo de Engenheiro no Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais; onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. Entre 1978 e 1980, trabalhou como engenheiro no Departamento de Água e Energia do Estado de Minas Gerais, onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. Com a CEMIG, em 1985-1987, ele era engenheiro na Unidade de Distribuição; de 1987 a 1995, foi assistente na unidade de gerenciamento sênior de planejamento e desenvolvimento de energia; de 1995 a 1998, foi gerente do departamento de desenvolvimento de energia; de 1998 a 2007, foi gerente de vendas para clientes corporativos; de 2007 a 2010, ele foi gerente geral de vendas de clientes da empresa; e de 2011 a 2013, ele foi o gerente geral da empresa para vendas de clientes com incentivos. Ele é ex-diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda. (2013/2016).

Ronaldo Gomes de Abreu – O Sr. Abreu foi eleito Diretor de Distribuição e Vendas da CEMIG em junho de 2017. Graduado em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Gerenciais e Contábeis - UNA e em Direito pela Faculdade de Direito de Sete Lagoas, com MBA em Gestão Estratégica e Gestão de Negócios pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. Ele ingressou na CEMIG como funcionário em 1985 e, desde 1994, ocupa cargos de gerência nos departamentos de Distribuição e Vendas, bem como de Finanças e Relações com Investidores da CEMIG. Em sua carreira de gestão na CEMIG, trabalhou em áreas e processos de relacionamento com clientes, cobrança, gerenciamento de receita, expansão e planejamento do sistema energético, regulamentação e tarifas.

Remuneração dos Membros do Conselho de Administração e dos Diretores

A remuneração total e individual dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria, do Comitê de Auditoria e do Conselho Fiscal é estabelecida periodicamente pela Assembleia Geral de Acionistas, de acordo com a legislação em vigor e não é permitido aos membros do Comitê de Auditoria e do Conselho de Administração, exceto para o membro do conselho que representa empregados, o pagamento de participação , de qualquer espécie, nos lucros da CEMIG.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a remuneração total paga aos conselheiros e diretores da CEMIG e aos conselheiros e diretores da CEMIG D e CEMIG GT, incluindo seguro saúde, férias remuneradas, bônus, aposentadoria, outros benefícios e impostos sobre a contribuição trabalhista, totalizou aproximadamente R$ 40,6 milhões. A tabela a seguir apresenta a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2018 e 2017:

	2018 (1)	2017 (1)
Da Remuneração	34.088	32.284
Participações nos Lucros	4.170	491
Benefícios Assistenciais	2.342	1.783
Total	**40.600**	**34.558**

(1) Valores expressos em R$ '000

Não existe qualquer contrato entre a CEMIG e suas subsidiárias integrais ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da CEMIG que conceda qualquer tipo de benefício de aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz e do plano de saúde CEMIG Saúde, aplicável aos diretores, contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz, sendo também aplicável a outros funcionários nos mesmos termos.

O Conselho Fiscal

Nos termos do estatuto social da CEMIG, seu Conselho Fiscal funcionará permanentemente. Estabelecendo reuniões mensais ordinárias e reuniões extraordinárias sempre que necessário. É composto por cinco membros, e seus respectivos suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral, para um mandato de dois anos. Um membro pode ser reeleito no total de duas vezes. Os titulares das ações preferenciais, como grupo, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Um único acionista minoritário de ações ordinárias, ou um grupo de acionistas minoritários de ações ordinárias, com uma participação conjunta de pelo menos 10% do total de ações, tem o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e um suplente.

A maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador e pelo menos um membro será um funcionário público. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, independente da administração e dos auditores externos independentes designados pelo Conselho de Administração, é revisar as demonstrações financeiras e reportá-las aos acionistas. O Conselho Fiscal também é responsável por opinar sobre quaisquer propostas da administração a serem submetidas à Assembleia Geral de Acionistas relacionadas a: (i) alterações no capital social; (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição; (iii) planos de investimento e orçamentos; (iv) distribuições de dividendos; (v) mudanças na estrutura corporativa; ou (vi) reorganizações acionárias, tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades da administração e as reporta aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos termos expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2020, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
José Afonso Bicalho Beltrão da Silva – Presidente (1)	Membro	30 de abril de 2018
Helvécio Miranda Magalhães Júnior (1)	Suplente	23 de julho de 2018
Marco Antônio de Rezende Teixeira - Vago (1)	Membro	30 de abril de 2018
Flávia Cristina Mendonça Faria da Pieve (1)	Suplente	23 de julho de 2018
Camila Nunes da Cunha Pereira Paulino (1)	Membro	30 de abril de 2018
Wieland Silberschneider (1)	Suplente	23 de julho de 2018
Rodrigo de Mesquita Pereira (2)	Membro	30 de abril de 2018
Michele da Silva Gonsales (2)	Suplente	30 de abril de 2018
Cláudio Morais Machado (3)	Membro	30 de abril de 2018
Carlos Roberto de Albuquerque Sá (3)	Suplente	30 de abril de 2018

(1) Nomeado pelo Estado de Minas Gerais (como acionista controlador).
(2) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.
(3) Nomeado por acionistas minoritários detentores de ações com direito a voto.

Abaixo apresentamos uma breve biografia de cada membro do nosso Conselho Fiscal:

José Afonso Bicalho Beltrão da Silva - Nascido em 1948, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva é formado em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Mestre em Economia Regional pelo CEDEPLAR (Unidade de Desenvolvimento e Planejamento) da 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) entre 1994 e 1998. De janeiro de 2006 a julho de 2012 exerceu o cargo de Secretário de Finanças, da Prefeitura de Belo Horizonte. 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, Industria e Comércio Exterior. Foi também Assessor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). De 22 de janeiro de 2015 até 30 de abril de 2018 foi membro dos Conselhos de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, da CEMIG D e da CEMIG GT. Ocupa o cargo de Secretário de Estado de Fazenda de Minas Gerais, desde janeiro de 2015 e desde outubro de 2015 é membro do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA).

Marco Antônio de Rezende Teixeira - Nascido em 1956, o Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira é formado em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Desde 1983, é advogado da Companhia Brasileira de Trens Urbanos (CBTU). Foi procurador-geral da cidade de Belo Horizonte de 1997 a 2012. Desde 2012, ele é sócio-gerente da Rezende Teixeira Sociedade de Advogados. Atualmente, atua como Secretário de Estado de Minas Gerais, desde 2015. Atua como membro dos Conselhos de Administração da CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT desde janeiro de 2015.

Camila Nunes da Cunha Pereira Paulino – A Sra. Camila Nunes da Cunha Pereira Paulino atua desde setembro de 2016 como consultora do CEO da concessionária de água de Minas Gerais Copanor. Atua como membro dos Conselhos Fiscais da CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT desde 12 de maio de 2017.

Rodrigo de Mesquita Pereira – Graduado em Direito pela Universidade de São Paulo (USP) e pós-graduado, com MBA em Gestão de Negócios e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas. Ele também é pós-graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. Foi advogado do Ministério Público do Estado de São Paulo de 1991 a 2001; e desde 2001 é advogado e sócio do escritório de advocacia Mesquita Pereira, Almeida e Esteves.

Cláudio Morais Machado – O Sr. Cláudio Morais Machado, formado em Contabilidade, atuou no Banco Central do Brasil, como Auditor, Chefe de Inspeção e Delegado Regional de Porto Alegre (RS), de 1976 até a aposentadoria em abril de 1997, e como Auditor do Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul, de 1971 a 1976. Atualmente, é diretor e sócio da BMCP Auditores Independentes S/C, Quantum Consultoria e CMCS Consultoria. De 1998 a 2003, foi vice-presidente do Conselho Regional de Contabilidade do Rio Grande do Sul (CRCRS); membro de comitês do Conselho Federal de Contabilidade (CFC); e Diretor do Instituto Brasileiro dos Contadores - Ibracon - 6ª Seção Regional, de 1997 a 2008. De 2006 a 2009, foi Conselheiro Suplente, pelo Rio Grande do Sul, do CFC. De 2003 a 2007, foi membro da Comissão do Exame de Qualificação Técnica (para auditores independentes) do CFC; e de 1998 a 2017, foi Perito Contábil, junto ao Poder Judiciário Estadual e Federal, no RS, com foco em finanças. Lecionou em cursos de pós-graduação em contabilidade e auditoria de 1973 a 2015; foi palestrante e facilitador nos cursos de Ibracon (6º Setor Regional), CRCRS e IBGC; e professor universitário em cursos de pós-graduação, especializado em contabilidade, auditoria e governança corporativa, desde 1990. Atuou como membro do Conselho Fiscal de: Grupo Everest Hotel, do Rio de Janeiro, em 2015; Profarma Distribuidora de Produtos Farmacêuticos S.A., do Rio, em 2015; Tupi S.A., de Joinville, Santa Catarina, de 2010 a 2016; como membro suplente do Conselho Fiscal do Instituto de Desenvolvimento Gerencial S.A., de Nova Lima, Minas Gerais, de 2011 a 2015; como membro do Conselho Fiscal do Banrisul S.A., de Porto Alegre (RS), e seu Presidente desde 2003; e membro do Conselho Fiscal da holding Paludo Participações S.A., de Porto Alegre (RS), desde 2014, e da ONG Fundação Projeto Pescar, de Porto Alegre, desde 2012. Ingressou no Conselho Fiscal da CEMIG, indicado pelo BNDESPar, em 2018.

Conselho de Consumidores

De acordo com a legislação brasileira, a CEMIG estabeleceu um Conselho de Consumidores, composto por representantes de grupos de clientes e organizações de defesa do consumidor, não membros do Conselho de Administração O Conselho de Consumidores nos assessora em questões relativas a serviços e demais dúvidas de interesse dos clientes.

Comitê de Auditoria

Em 11 de junho de 2018, instituímos um Comitê de Auditoria em conformidade com a Lei das Estatais. Nosso Comitê de Auditoria é composto por três membros, indicados e eleitos pelo Conselho de Administração na primeira reunião que se realiza após a Assembleia Geral Ordinária, para mandatos de três anos, não coincidentes. Dois dos membros são independentes. As funções do Comitê de Auditoria incluem autonomia operacional para conduzir ou solicitar consultas, avaliações e investigações no âmbito de suas atividades, incluindo contratação e uso de especialistas externos independentes.

Os atuais membros do Comitê de Auditoria, cujos mandatos expiram nas Assembleias Gerais Anuais a serem realizadas em 2020, em relação a um membro e, em 2021 em relação aos outros dois membros, são os seguintes:

Nome	Cargo
Márcio de Lima Leite	Membro
Pedro Carlos de Mello	Membro
Renata Bezerra Cavalcanti	Membro

Abaixo está uma breve biografia de cada membro do nosso Comitê de Auditoria:

Pedro Carlos de Mello - É formado em contabilidade pela AEUDF do Distrito Federal (Brasília –1979-82); bacharel em Economia pela Universidade de Ciências Políticas e Econômicas de Cruz Alta (Rio Grande do Sul, 1971-74); e MBA em Controladoria com estudos de pós-graduação na Fipecafi (Instituto de Pesquisa Contábil, Atuarial e Financeira da Universidade de São Paulo (Brasília, 1995-96); e MBA no Instituto de Pesquisa de Pós-Graduação em Administração (Coppead) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (maio- Junho de 1994) e em Contabilidade, Custos e Auditoria, da Fundação Getúlio Vargas (Brasília, ago-dez. 1982). Para a Superintendência Nacional de Previdência

Complementar (Previc), ele foi Coordenador Geral de Informações Gerenciais na Diretoria de Análise Técnica (Ditec) de março a julho de 2014.

Para a Unidade de Gerenciamento Contábil do Banco do Brasil S.A. em Brasília (DF), ele foi Contador Geral de abril de 2007 a março de 2009; Gerente Executivo da Gerência de Acompanhamento e Evidenciação das Subsidiárias no País e Dependências no Exterior (Gesex) de abril de 1999 a abril de 2007; Contador Geral substituto, nas ausências regulamentares do titular, na Contadoria (em Brasília), de 1998 a abril de 2007. No Comitê de Auditoria do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG), é membro desde setembro de 2016 e Coordenador do Comitê desde agosto de 2017. De abril de 2016 a abril de 2017, ele foi Conselheiro Fiscal suplente do Conselho Fiscal da Usiminas (Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.)

Renata Bezerra Cavalcanti - Foi Chefe de Divisão da Petrobras entre 1995 e 2000; Subsecretária de Energia entre 2007 a 2012. Ela é Membro do Conselho de Energia da Firjan desde 2012 até o presente e Membro do Conselho Empresarial de Energia da Associação Comercial do Rio de Janeiro a partir de 2014.

Márcio de Lima Leite - Diretor Jurídico e de Governança da Fiat Chrysler Automóveis Brasil Ltda.; Membro do Comitê de Riscos e Controles Internos para América Latina - responsável pelo treinamento em legislação de compliance, antitruste e anticorrupção; bem como código de conduta para funcionários, fornecedores e concessionárias e participação em projetos de M&A. Pontifícia Universidade Católica (PUC) de Minas Gerais: Professor Visitante no curso LL.M em Direito Tributário, Contabilidade e Governança. Membro do Conselho Fiscal do NGP Instituto Minas Pela Paz (IMPP). Fundação Torino: Diretor Jurídico. Vice-presidente, Anfavea (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores). Diretor da Câmara de Comércio de Minas Gerais. Câmara Automotiva da Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg).

Funcionários

Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos 6.083 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 244 estavam no nível gerencial e 316 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 5.864 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 254 estavam no nível gerencial e 333 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos 7.119 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 230 estavam no nível gerencial e 192 contratados como mão de obra temporária. A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categorias, nas mencionadas datas:

Número de funcionários em 31 de dezembro, (1)

	2018 (2)	2017 (3)	2016
Gerentes	244	254	230
Quadro de Profissionais	1.188	1096	1323
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	4.651	4.514	5.566
Total	6.083	5.864	07/119

(1) Esses números refletem apenas os funcionários da CEMIG GT, CEMIG D e CEMIG.
(2) Em 2018, foram contratados 359 funcionários e 244 deixaram a CEMIG.
(3) Em 2017, foram contratados 27 funcionários e 1.189 deixaram a CEMIG.

Sindicatos

São realizadas reuniões ao longo de todo o ano para negociações coletivas com os sindicatos que representam os funcionários. Os Acordos Coletivos de Trabalho ("ACTs"), que resultam dessas reuniões abrangem ajustes de salário, benefícios, direitos e deveres da relação de trabalho, e entram em vigor a partir de 1º de novembro de cada ano até o final da vigência de cada respectivo Contrato de Trabalho Coletivo.

As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho para 2017-2019 entre a Companhia e Sindicatos foram finalizadas.

Durante as negociações de 2017/2019, em novembro de 2017, a Companhia e os sindicatos acordaram um reajuste de benefícios econômicos, visando a garantia da reposição das perdas por inflação no período, com reajuste de

1,83%, em linha com a inflação, além de garantir a correção de salários e benefícios, em novembro de 2018, pelo índice de inflação (INPC-IBGE) acumulado entre 1º de novembro de 2017 e 31 de outubro de 2018.

O Acordo assegura os seguintes benefícios: 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 de acordo com o Plano de Cargos e Remunerações ("PCR").

No âmbito da saúde e segurança no trabalho, as seguintes regulamentações são garantidas: as 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 de 2017/2019, houve uma paralisação/greve de um dia, com participação mínima dos funcionários. Para o caso de greves, a CEMIG possui um Comitê de Emergência Operacional, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manter nossos serviços essenciais na eventualidade de uma greve, a CEMIG possui um Conselho de Contingência Operacional, com o objetivo de estabelecer um Plano de Contingência para a continuação de seus serviços essenciais.

Compensação

A CEMIG remunera e beneficia seus funcionários de forma competitiva, em consonância com as melhores práticas do mercado.

A estratégia de remuneração da CEMIG reflete um posicionamento compatível e competitivo com o mercado, com benefícios e programas para o bem-estar dos seus funcionários. Desta forma, a CEMIG possui um Plano de Cargos e Remunerações ("PCR"), no qual os cargos estão descritos com base em sua natureza e complexidade, bem como nos requisitos de conhecimentos necessários para os desempenhos das funções. As remunerações são definidas considerando as avaliações de cargos, feitas de acordo com uma metodologia específica. Esse plano é orientado para atrair, desenvolver, reter e valorizar os melhores talentos profissionais da Companhia necessários à condução do negócio da CEMIG, preservando a cultura, o alinhamento aos objetivos empresariais, a competitividade e longevidade no mercado onde atua, sem perder de vista as particularidades de seu segmento de atuação e o compromisso dos funcionários com o resultado do seu trabalho. Além disso, o PCR estabelece critérios para concessão de progressões horizontais e verticais, que contemplam, entre outros fatores, o desempenho do empregado.

O atual PCR foi apresentado em 2004 com o objetivo de nos fornecer instrumentos de compensação considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim, critérios sólidos para as promoções. Com a mudança da Diretoria Executiva da CEMIG realizada em janeiro de 2015 e a reformulação do nosso Plano Estratégico, o projeto de revisão do PCR foi concluído no primeiro semestre de 2018. O objetivo é adaptá-lo à nova realidade do negócio da entidade, ao planejamento estratégico da CEMIG e ao alinhamento aos demais processos de RH.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e da remuneração, por categoria funcional da CEMIG:

	Salário-base médio a partir de 31 de dezembro de 2018	**Remuneração média em 31 de dezembro de 2018**
Gerentes	R$ 19.988.55	R$ 33.314,34
Quadro de Profissionais	R$ 9.718.06	R$ 11.982,39
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	R$ 4.960.70	R$ 7.833,84

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG possui um programa de participação nos lucros e resultados com funcionários, de acordo com a legislação trabalhista brasileira aplicável. A distribuição dos lucros ocorre apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 50% das metas corporativas, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2018, de acordo com os termos do Acordo Coletivo PLR 2017, a CEMIG distribuiu parte de seus lucros aos funcionários representados pelos sindicatos que assinaram o programa e simplificou a lista de indicadores para sete indicadores corporativos e 28 indicadores operacionais, facilitando para seus funcionários o monitoramento dos resultados. A CEMIG também assinou o Acordo Coletivo sobre PLR que estipula a distribuição de parte dos lucros aos funcionários, com base nos resultados de 2018.

Em 2017, a CEMIG alocou parte de seus lucros à distribuição do Programa de Participação nos Resultados e reduziu suas metas a 28 indicadores operacionais. De acordo com os termos do Acordo Coletivo Específico de PLR de 2016, a CEMIG distribuiu 4% de seus lucros ao programa e simplificou a lista de indicadores, possibilitando um controle de resultados por parte de seus funcionários.

Benefícios

A CEMIG concede aos seus funcionários uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos funcionários e/ou dependentes com deficiência, assistência funerária em caso de morte de funcionário ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição para o plano de previdência complementar. Em 2018, foram pagos R$ 214,2 milhões em benefícios a empregados, sendo R$ 78,3 milhões em contribuições para o plano de pensão e R$ 135,8 milhões em benefícios de assistência.

Programa de Demissão Voluntária

Em abril de 2016, a Companhia lançou o Plano de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2016) para funcionários que, em 31 de dezembro de 2016, haviam trabalhado na empresa por um período igual ou superior a 25 anos. A oferta incluiu os seguintes itens, como compensação extra: (i) depósito do valor correspondente à multa de 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios; e (ii) aviso prévio, correspondente ao mínimo de 30 dias (uma remuneração) até o máximo de 90 dias (três remunerações), tomando como marco o mês de rescisão, conforme o que determina a Lei nº 12.506/11. Houve a adesão de 578 funcionários, cujos desligamentos iniciaram-se em 2 de junho de 2016 com prazo final em 20 de outubro de 2016.

Em março de 2017, a Companhia lançou o Plano de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2017) para funcionários que, em 31 de dezembro de 2017, haviam trabalhado na empresa por um período igual ou superior a 25 anos. A oferta estipulava, entre outros itens, o pagamento de um prêmio adicional de até cinco salários nos seguintes termos:

Prazo para se inscrever no programa	Prêmio adicional
03/04 a 28/04/2017	5 salários
02/05 a 31/05/2017	4 salários
01/06 a 30/06/2017	3 salários
03/07 a 31/07/2017	2 salários
01/08 a 31/08/2017	1 salário
01/09 a 29/09/2017	Nenhum

Além do prêmio adicional, existiram os seguintes itens, como compensação extra: (i) depósito do valor correspondente à multa de 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios; e (ii) aviso prévio, correspondente ao mínimo de 30 dias (uma remuneração) até o máximo de 90 dias (três remunerações), tomando como marco o mês de rescisão, conforme o que determina a Lei nº 506/11. Isso foi aceito por 1.189 funcionários, que começaram a deixar a empresa no período entre 2 de maio de 2017 e 17 de outubro de 2017 e o valor despendido foi de R$ 214 milhões.

Em março de 2018, a CEMIG aprovou o Programa de Demissão Voluntária Programada ("o PDVP 2018"). Os funcionários elegíveis para fazer parte do PDVP de 2018 são aqueles que trabalharam na CEMIG por 25 anos ou mais em 31 de dezembro de 2018. O período de adesão ao PDVP 2018 foi de 2 a 30 de abril de 2018. O PDVP de 2018 ofereceu o pagamento dos valores de indenização especificados por lei, incluindo o pagamento pelo período de aviso prévio, e o depósito da multa de 40% do Valor Base do FGTS (Fundo de Garantia do Trabalho), bem como dos demais pagamentos especificados pela legislação . O PDVP de 2018 foi aceito por 151 funcionários, para os quais foi registrado o custo estimado no valor de R$ 25,6 milhões.

Em dezembro de 2018, a Companhia criou o plano de aposentadoria voluntária para 2019 (o Programa de Desligamento Voluntario Programado - PDVP 2019"). Os elegíveis - todos os funcionários que trabalharam com a Companhia por 25 anos ou mais até 31 de dezembro de 2018 - puderam ingressar de 7 a 31 de janeiro de 2019. O programa previa o pagamento das verbas rescisórias legais, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do

valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, não havendo previsão de pagamento de prêmio adicional. O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R$ 66 milhões, correspondente à adesão de 458 empregados, foi registrado no resultado do exercício de 2018.

Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do programa de desligamento voluntário (PDVP 2019), com período de adesão de 01 a 10 de abril de 2019, com alteração dos requisitos para adesão, mantendo-se as condições financeiras.

Saúde e Segurança

Em decorrência das diversas iniciativas e programas da CEMIG voltados às questões de saúde, higiene e segurança do trabalho, os indicadores de acidentes mostraram uma redução significativa nos últimos sete anos. Em 2018, a Taxa de Frequência de Acidente com Afastamento ("TFA"), relativa à força de trabalho, fechou no valor de 1,52 acidentes por um milhão de horas trabalhadas, 3,4% maior que em 2017 e 22% abaixo do limite de 1,95.

Em 2018, houve também um aumento de 33,59% na TFA da mão-de-obra contratada, em comparação com os resultados obtidos em 2017.

Titularidade de Ações

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 março de 2019, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 248.536.849 ações ordinárias ou 50,97% das ações da CEMIG com direito a voto e nenhuma ação preferencial. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nossa segunda maior acionista, era titular de 48.700.000 ações ordinárias ou, aproximadamente, 9,99% dessas ações, e 55.905.344 ações preferenciais, ou aproximadamente 5,76% dessas ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de março de 2019:

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	248.536.849	50,97%	418.893	0,04%
FIA Dinâmica Energia	48.700.000	9,99%	55.905.344	5,76%
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	54.342.992	11,14%	26.220.938	2,70%
Total de membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	0	0%	36.200	0%
Outros	136.034.303	27,90%	887.996.364	91,44%
Total de ações	487.614.144	100%	970.577.739	99,94%
Ações em tesouraria	69	-	560.649	0,06%
Total de ações emitidas	487.614.213	100%	971.138.388	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela Minas Gerais Participações S.A., sociedade por ações e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado de Minas Gerais.

Desde a constituição da CEMIG, as operações foram influenciadas pelo fato de ser controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. As 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 a 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 para a CEMIG, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja o "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados à CEMIG – Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual pode ter interesses diversos dos interesses dos investidores, e até mesmo da Companhia."

Em 31 de março de 2019, a CEMIG possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registradas nos Estados Unidos, com um total de 595.267 ações ordinárias; e 14 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registradas nos Estados Unidos, com um total de 164.403.865 ações preferenciais.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança de controle da CEMIG, de acordo com a legislação do Estado de Minas Gerais, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Como a CEMIG é controlada pelo Estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG Holding pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da CEMIG, 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 6 de setembro de 2017, a AGC Energia S.A. ("AGC Energia", uma subsidiária do Grupo Andrade Gutierrez) anunciou sua decisão de sair do grupo de controle da CEMIG, encerrando o acordo de acionistas da CEMIG. Em 4 de outubro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia reduzido sua participação nas ações ordinárias da CEMIG de 20,05% das ações com direito a voto da CEMIG para 16,29% do capital votante da CEMIG por meio de vendas em bolsa de 15.812.100 ações ordinárias da CEMIG, e em 24 de outubro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia reduzido ainda mais sua participação nas ações ordinárias da CEMIG para 12,79% das ações com direito a voto da CEMIG mediante a alienação em bolsa de 14.739.600 ações ordinárias da CEMIG. Em 26 de dezembro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia vendido toda a sua participação em ações com direito a voto da Companhia Energética de Minas Gerais por meio de venda em bolsa de valores.

Em 20 de janeiro de 2016, a FIA Dinâmica Energia adquiriu 2.360.000 ações preferenciais da CEMIG. Com essa aquisição, a FIA Dinâmica Energia, detinha naquele momento, 5,28% de ações preferenciais emitidas pela CEMIG.

Em 3 de março de 2016, a BNDESPar, permutou a totalidade das debêntures objeto da Escritura da 1ª Emissão Privada de Debêntures Perpétuas, Participativas, Não Conversíveis, Permutáveis, da Espécie com Garantia Real, em série Única, da AGC Energia datada de 28 de fevereiro de 2011 e aditada em 17 de janeiro de 2012, por 54.342.992 ações ordinárias e 16.718.797 ações preferenciais de emissão da CEMIG, de titularidade da AGC Energia. Após a permuta, a participação da BNDESPar na CEMIG – que em 2 de março de 2016 totalizava 0% das ações ordinárias e 1,13% das ações preferenciais – foi elevada para 12,9% das ações ordinárias e 3,13% das ações preferenciais.

Desconhecemos quaisquer outras alterações significativas nas porcentagens 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

Durante o curso normal de nossos negócios, realizamos transações com partes relacionadas, algumas das quais são de natureza recorrente. Segue abaixo um resumo das transações relevantes que realizamos com nossos principais acionistas e suas coligadas.

A CEMIG é parte nas seguintes transações com partes relacionadas (consulte a Nota 31 às nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas para obter mais detalhes):

- Venda de suprimento de energia ao governo do estado de Minas Gerais. O preço do fornecimento é o fixado pela ANEEL através de uma Resolução referente ao reajuste tarifário anual da CEMIG D Em 2017, o governo de Minas Gerais assinou um contrato de reconhecimento de dívida com a CEMIG D para pagamento de dívida referente ao fornecimento de energia devido e não pago, no valor de R$ 113 milhões, a serem liquidados em 24 parcelas, atualizados mensalmente pela variação do IGP-M, até novembro de 2019. A primeira parcela, de R$ 5 milhões, foi paga em dezembro de 2017. Nove parcelas não haviam sido pagas em 31 de dezembro de 2018. Esses recebíveis possuem uma garantia na

forma do direito da CEMIG de reter dividendos e juros sobre o capital próprio distribuíveis ao Estado, na proporção de sua participação, enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência.

O valor da Contribuição de Iluminação Pública referente ao contrato de reconhecimento de dívida em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 2 milhões.

- Recálculo do reajuste inflacionário dos valores referentes ao Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), devolvidos ao Estado de Minas Gerais. Montante transferido para a Contas a Receber do Estado de Minas Gerais, em 30 de setembro de 2017. O montante em aberto em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 246 milhões (vide Nota 12 às Demonstrações Financeiras).

- Ganho financeiro de R$ 12 milhões com a antecipação de ICMS, conforme Decreto 47488 do Estado de Minas Gerais.

As transações de energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal; as operações de transporte de energia realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

- Contrato para fornecer serviços de operação e manutenção da usina.

- Em 2017, pagamentos antecipados de R$ 70 milhões foram feitos à Santo Antônio Energia, subsidiária da Madeira Energia: R$ 52 milhões foram antecipados pela CEMIG GT; R$ 12 milhões pela Sá Carvalho; e R$ 6 milhões pela Rosal. O pagamento da última parcela foi realizado em janeiro de 2019;

- Ressarcimento de energia descontratada em função de alteração dos contratos de comercialização de energia elétrica CCEAR acordado entre a Santo Antônio Energia S.A, controlada da Madeira Energia, e a CEMIG Distribuição, totalizando o montante de R$ 84 milhões a ser liquidados em 24 parcelas mensais e atualizados mensalmente pela SELIC com vencimento até janeiro de 2020. O saldo em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 46 milhões.

- Antecipação de pagamentos de Compra e Venda de Energia Elétrica Incentivadora vincendos nos meses de janeiro a outubro de 2019, que deverá ser quitado até 9 de julho de 2090 e atualizados à taxa de 155% do CDI. As antecipações de pagamentos possuem garantias, compartilhadas entre CEMIG e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e a projetos eólicos a serem desenvolvidos; O saldo em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 87 milhões.

- A CEMIG GT possui um contas a receber junto à Renova Energia, no montante total de R$ 445 milhões, a ser liquidado em parcelas mensais, com o vencimento final em dezembro de 2021 e atualização financeira calculada pela variação de 150% a 155% do CDI. O contas a receber possui garantias, compartilhadas entre a CEMIG e a Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e a projetos eólicos a serem desenvolvidos;

- Em 20 de fevereiro de 2019, a Companhia assinou o 8º termo aditivo ao contrato de compra e venda de energia eólica celebrado junto à Renova, prorrogando o vencimento da parcela única de 10 de janeiro de 2019 para até 09 de julho de 2019. A atualização financeira é calculada com base na variação de 155% do CDI. Em 31 de dezembro de 2018, o valor a ser ressarcido pela Renova como indenização pela suspensão do fornecimento de energia do período de julho a setembro de 2018 é de R$ 52 milhões. O valor a ser ressarcido pela Renova possui garantias, compartilhadas entre CEMIG e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e a projetos eólicos a serem desenvolvidos.

- Em 20 de fevereiro de 2019, a Companhia assinou o contrato de ressarcimento decorrente de Termo de Cessão de compra e venda de energia do período de 01 a 31 de dezembro de 2018. O valor de R$ 10 milhões deverá ser quitado até 09 de julho de 2019 com atualização financeira calculada na variação de 155% do CDI. O valor a ser ressarcido

pela Renova possui garantias, compartilhadas entre CEMIG e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e a projetos eólicos a serem desenvolvidos.

- Contrato de prestação de serviço com desenvolvimento de software de gestão entre a CEMIG D e a empresa Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., instituído no despacho da ANEEL nº 2.657/2017. O saldo em 31 de dezembro de 2018 era de R$ 0,2 milhões.

- Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, mais juros de 6% ao ano e serão amortizados até o exercício de 2031 (ver Nota 24 das Demonstrações Financeiras).

- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo. Em 2018, representou uma despesa de R$ 78 milhões.

- 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; em 2018, representou uma despesa de R$ 28 milhões.

- Aluguel da sede administrativa da Companhia com a Forluz, com vigência até outubro de 2020 (prorrogável a cada cinco anos, até 2035) e fevereiro de 2019 (contrato em processo de renovação, prorrogável a cada cinco anos, até 2034), com reajuste anual da inflação pelo IPCA e revisão de preços a cada 60 meses.

- Obrigações pós-emprego relacionadas ao plano de saúde e odontológico dos funcionários (CEMIG Saúde) no valor de R$ 120 milhões e R$ 2.271 milhões, respectivamente. (ver Nota 24 das Demonstrações Financeiras).

Lei das Estatais

Em 30 de junho de 2016, entrou em vigor a Lei Federal nº 13.303/16, a Lei das Estatais. De acordo com esta lei, todas as empresas estatais, sociedade de economia mista, bem como suas subsidiárias, devem cumprir a novas normas de governança corporativa, de contratação de terceiros e de procedimentos para licitação pública.

Em 11 de junho de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária da CEMIG aprovou alterações no estatuto social da CEMIG e suas subsidiárias, a fim de formalizar as melhores práticas de governança corporativa e cumprir as exigências da Lei das Estatais. As melhorias formalmente incorporadas no estatuto da CEMIG incluem:

- Redução do número de membros do Conselho de Administração de 15 para 9 - refletindo o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e o Manual de Avaliação de Sustentabilidade Corporativa do Dow Jones Sustainability Index.

- Os funcionários têm o direito de eleger um membro.

- Pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) dos membros devem ser independentes; e pelo menos um, caso os acionistas minoritários decidam exercer a opção de voto múltiplo.

- Criação do Comitê de Auditoria. O Conselho Fiscal permanece em vigor.

- Quando o preenchimento de nomeações para cargos no Conselho de Administração e/ou na Diretoria Executiva das subsidiárias ou afiliadas da Companhia for da competência da Companhia, ela deverá fazê-lo de acordo com os critérios da Lei das Estatais e os do seu estatuto.

- A criação ou revisão das seguintes políticas pelo Conselho de Administração: política de dividendos; política de transações com partes relacionadas; política de gestão de pessoas; política de divulgação de informações; política de comunicação e porta-vozes; política de nomeações; política de participações e política de risco corporativo.

- A Política de Elegibilidade e Avaliação para nomeações para o Conselho de Administração ou para a Diretoria Executiva de subsidiárias ou afiliadas.

- Política de Transação com Partes Relacionadas.

- Designação formal para o Conselho de Administração assegurar a implementação e supervisão dos sistemas de risco e de controles internos.

- o Diretor-Presidente deve ter a responsabilidade de direcionar a conformidade e o gerenciamento de riscos corporativos.

- Maior ênfase nas funções de controle: auditoria interna, compliance e gestão de riscos corporativos.

- Adoção de uma câmara de arbitragem para a resolução de quaisquer disputas entre a companhia, seus acionistas, conselho de administração e membros do Conselho Fiscal.

- Todos os anos, os membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e dos membros dos comitês estatutários passam por uma avaliação de desempenho individual e coletiva.

- Somente o Conselho de Administração pode nomear, dentre os funcionários de carreira da Companhia, e destituir, em ambos os casos, com a devida justificativa, o chefe da Unidade de Auditoria Interna.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Consulte nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas que constam do início da página F-1 deste documento, e o "Item 3. Informações Relevantes – Dados Financeiros Consolidados Selecionados".

Processos Judiciais e Administrativos

A Companhia, (em particular CEMIG GT e CEMIG D), está envolvida em certos processos judiciais e administrativos relacionados a questões tributárias, regulatórias, de clientes, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras, referentes aos negócios que desenvolve. Em conformidade com as regras do IFRS, e tanto quanto esses montantes puderam ser razoavelmente estimados, 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". Para maiores informações em relação a tais contingências, veja as Nota Explicativa nº 25 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Questões Regulatórias

A CEMIG e a CEMIG D são partes em processos decorrentes de cláusulas dos Contratos de Fornecimento de Energia para iluminação pública, firmados com diversos municípios da área de concessão. Essas ações solicitam a restituição de parte dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso se reconheça no tribunal que esses valores foram cobrados indevidamente. O processo baseia-se em um suposto erro da CEMIG na estimativa do tempo utilizado para o cálculo do consumo de energia pela iluminação pública paga pela Contribuição de Iluminação (CIP). Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R$ 975 milhões, e as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis', uma vez que, embora a jurisprudência seja amplamente favorável à CEMIG, ela não foi definitivamente consolidado.

A CEMIG GT entrou com um pedido de inclusão de um réu em uma ação movida pela AES Sul contra a ANEEL, visando a anulação do Despacho ANEEL nº 288/2002, que estabeleceu as diretrizes para a interpretação da Resolução ANEEL nº 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora devedora do Mercado Atacadista de Energia, (MAE), antecessor da atual CCEE. A CEMIG GT obteve uma decisão provisória de suspensão do depósito que originalmente era em favor da AES, determinado no processo de liquidação financeira, pelo valor histórico. O pedido de adesão como parte foi concedido e a CEMIG GT é colitigante com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. ("CELESC"), no processo principal ("Ação Ordinária"), resultando na CEMIG D podendo apresentar petições e recorrer desta ação, se necessário. Foi interposto um recurso especial perante o STJ contra a decisão que permite a junção da CEMIG D, que aguarda julgamento.

O presente recurso não impede a CEMIG GT de agir no caso em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi concedido. A Sentença do Tribunal de Apelação foi objeto de um Embargo de Declaração por parte da CEMIG GT, que foi julgado (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a ANEEL deverá arcar com os honorários de sucumbência). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso (por decisão não unânime de um tribunal de recurso), que aguarda julgamento.

Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido na ação era de R$ 317 milhões, e as chances de perda foram avaliadas como possíveis, pois ainda existe a possibilidade de a decisão de segunda instância ser modificada nos recursos que aguardam julgamento.

A CEMIG GT, bem como suas subsidiárias, são representadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica ("APINE"), em ação judicial na qual a APINE pretende que seja judicialmente declarada a invalidade dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE No. 3, em vigor desde 6 de março de 2013, que determinam, em síntese, que o 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. A capacidade de tomar tais decisões representa imposição de ônus aos Agentes Geradores do mercado, o que os levou, por meio de suas associações, entre elas a APINE, a questionarem judicialmente a legalidade da citada Resolução.

O pedido da Autora foi concedido pelo tribunal de primeira instância, com decisão provisória em favor dos membros da APINE, incluindo a CEMIG GT e suas subsidiárias. A presente decisão foi objeto de Recurso de Apelação distribuído à 7ª Turma do TRF da 1ª Região, que o rejeitou por unanimidade. O Governo Federal opôs embargos de declaração, ao qual foi negado provimento. Em 16 de janeiro de 2017, o Governo Federal interpôs Recurso Especial, que foi negado. O valor atualizado desta reivindicação, para a CEMIG GT e suas subsidiárias, em 31 de dezembro de 2018, era de aproximadamente R$ 225 milhões e a probabilidade de perda está avaliada como "possível" tendo em vista o ineditismo da matéria discutida neste caso.

A CEMIG D recebeu autos de infração da ANEEL por suposta não conformidade com relação ao cálculo dos indicadores de indisponibilidade de serviço DEC (duração) e FEC (frequência) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2017. Os autos de infração exigem que a CEMIG recalcule os dois indicadores e avalia a multa em R$ 28,2 milhões. Em ambos os casos, a Companhia apresentou defesa no âmbito administrativo, ainda não definitivamente julgada. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nesses processos administrativos era de R$ 28,2 milhões e as chances de perda foram estabelecidas como 'possíveis'.

Aumentos de Tarifas

O Ministério Público Federal ajuizou uma ação civil coletiva contra a CEMIG D e a ANEEL, para evitar a exclusão de clientes da classificação na subclasse de Tarifa Residencial de Baixa Renda e, também solicitar que a CEMIG D pague 200% da quantia alegadamente paga em excesso pelos clientes nessa subclasse. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a CEMIG D e a ANEEL interpuseram recurso de apelação perante o TRF. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido neste processo era de aproximadamente R$ 303 milhões. A chance de perda foi classificada como 'possível' devido à existência de outros julgamentos, tanto no judiciário quanto na esfera administrativa, que são favoráveis ao argumento apresentado pela CEMIG D.

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias, especialmente a CEMIG GT e a CEMIG D, são partes de diversos processos administrativos e judiciais relacionados à imposição do imposto estadual incidente sobre vendas (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços ou ICMS), Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR), Contribuição para a Integração Social (PIS), Pasep e Cofins (que são impostos sobre a receita bruta de vendas), a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, ou "CSLL" e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ), entre outros. As principais contingências estão detalhadas abaixo.

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em várias ações judiciais que contestam a aplicabilidade do Imposto Territorial Urbano (Imposto Territorial Urbano, ou "IPTU"), em imóveis destinados a concessões de serviços públicos. Este é um assunto sobre o qual a jurisprudência não foi estabelecida pelos tribunais superiores. Há um Recurso Extraordinário aguardando julgamento pelo Supremo Tribunal Federal que, por ocasionar um precedente global, será aplicado às demais ações judiciais envolvendo a mesma questão. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R$ 142 milhões. Os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$ 5 milhões e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$ 137 milhões.

Em 2006, a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D adiantaram fundos a alguns de seus funcionários em troca de seus direitos a pagamentos futuros, referidos como "Anuênio" Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social referente a esses pagamentos foi coletado, uma vez que o nosso entendimento é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo que tem como fim a cobrança dos tributos associados a tais pagamentos. Para evitar o risco de imposição de multas, nós ingressamos com dois

mandados de segurança, os quais obtiveram decisões desfavoráveis na primeira instância. Nós apelamos e estamos aguardando a decisão do Tribunal de Apelações, sobre a aplicabilidade do imposto de renda. Quanto às Contribuições Previdenciárias, o TRF decidiu contra nós. Apelamos ao Superior Tribunal de Justiça, que ainda não emitiu uma decisão. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R$ 304 milhões, e avaliamos a chance de perda como 'possível', tendo em vista a natureza de indenização dos adiantamentos feitos aos funcionários e a ausência de jurisprudência específica no STJ e no TRF da Primeira Região. Ressaltamos 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 sobre 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 das Contribuições Previdenciárias sobre os valores pagos aos nossos funcionários e diretores a título de Participação nos Lucros e Resultados ("PLR"), entre os anos 1998 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 das Contribuições Previdenciárias. Recebemos uma sentença parcialmente favorável em 2008, declarando a não incidência da contribuição previdenciária sobre os pagamentos realizados aos funcionários a título de participação nos lucros, mantendo, entretanto, a incidência do tributo em relação aos pagamentos da PLR feitos aos nossos conselheiros. Recorremos e estamos aguardando a decisão de segunda instância. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nesta ação era avaliado em aproximadamente R$ 200 milhões, e avaliamos a chance de perda como 'possível', com base no resultado de julgamentos do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais "CARF", em casos semelhantes.

A Receita Federal instaurou processos administrativos contra a CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a 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, anuênios, Pagamentos adicionais especiais de Aposentadoria, tributos com exigibilidade suspensa, pagamentos de hora extra, adicionais de periculosidade, questões relacionadas a programas de apoio a trabalhadores (SEST/SENAT), doações, patrocínios e multas por descumprimento de obrigação acessória. Apresentamos as defesas e aguardamos o julgamento. A partir de 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 1,22 bilhão.

Os valores referentes aos casos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$ 0,4 milhão e os processos em que as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$ 1,219 bilhão. Esse valor será reduzido em decorrência das decisões finais vencidas pela CEMIG GT em 2017 em processos administrativos relacionados às participações nos lucros dos funcionários e da administração em 2005 e 2006; mas a decisão sobre o valor da redução ainda depende do cálculo, pela Autoridade Tributária Federal, do crédito tributário remanescente nesses processos específicos.

A CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a Sá Carvalho S.A. são partes em processos administrativos relacionados ao IRPJ e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL"). Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessas ações era avaliado em aproximadamente R$ 350 milhões e as chances de perda avaliadas como 'possíveis'. Os avisos de infração relativos à contribuição social (CSLL) se devem, em especial, às empresas que excluíram, de sua base de cálculo declarada para esse tributo, valores relacionados a: (i) doações e patrocínios culturais e artísticos; (ii) pagamento de multas punitivas; (iii) tributos com exigibilidade suspensa; e (iv) despesas com amortização de ágio, uma vez que não há previsão legal sustentando a tributação dos valores informados nesta rubrica. Os autos de infração referentes ao imposto de renda de pessoa jurídica devem-se ao fato de que, no cálculo do Lucro Real, as empresas consideraram como despesa os valores gastos em inovação tecnológica, nos termos da Lei nº 11.196/05. O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI), que inicialmente, devido à falta de informações, não havia reconhecido essa categorização legal de tais valores, está revendo suas opiniões jurídicas agora que está de posse das informações enviadas pelas companhias.

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"),supostamente 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 em questão corresponde à compra, pela Parati, e venda, pela Enlighted, em 7 de julho de 2011, de 100% das participações na Lepsa LLC (empresa com sede em Delaware, EUA). A Lepsa LLC também era 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 (Light, que emitiu apenas ações ordinárias). Após algumas operações, a Parati tornou-se titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. ("LEPSA"), que, por sua vez, é titular de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. Posteriormente, a cisão total da Parati foi efetivada, e essa empresa foi sucedida, 50% pela LEPSA e 50% pela RME. O FIP Luce foi liquidado em 6 de dezembro de 2012 e a Lepsa LLC, em 18 de maio de 2012. Em 2 de meio de 2016, o Poder Judiciário da Receita Federal do Brasil decidiu a impugnação apresentada pela Parati e pela CEMIG: mantendo o lançamento do crédito tributário contra a Parati e em relação à CEMIG, manteve o princípio de

responsabilidade solidária. As empresas então apelaram, e o Apelo Voluntário está pendente de julgamento pela CARF. Em 31 de dezembro de 2018, a quantia reclamada neste caso totalizava aproximadamente R$ 221 milhões. A chance de perda foi avaliada como "possível", principalmente devido aos fatos: (i) no caso da solidariedade, a CEMIG figura como mera coligada por ela ter cedido seus direitos contratuais à Parati; (ii) em relação à simulação, a situação do caso concreto é mais favorável do que a dos precedentes encontrados na jurisprudência. Se afastada a alegação de simulação, entendemos que não haverá base legal para a cobrança; (iii) quanto ao mérito, por se tratar de operação muito específica não existem precedentes similares; (iv) no que diz respeito à multa, valem as mesmas observações quanto à singularidade do caso concreto.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, especialmente a CEMIG GT e a CEMIG D, são partes em diversos processos judiciais e administrativos que versam sobre compensações de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica, ou DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelas DARFs e/ou DCTFs, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. As companhias estão contestando a não ratificação pelas autoridades dessas compensações e a cobrança dos débitos compensados pelo fisco federal na recuperação dos valores desses impostos. Em fevereiro de 2016, o Poder Judiciário da Receita Federal do Brasil, intimou a CEMIG GT e a CEMIG D das decisões proferidas parcialmente em favor da Companhia pelos autos apresentados, aprovando e ratificando a maior parte da compensação solicitada pelas Companhias em dois casos que envolvem montantes significativos, reduzindo o montante em litígio no âmbito administrativo. Em 2017, alguns processos sobre a matéria envolvendo valores expressivos se encerraram com decisão favorável às Companhias, reduzindo o valor em discussão no âmbito administrativo. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nesses processos totalizavam, aproximadamente, R$ 146 milhões, e a chance de perda foi avaliada como 'possível'.

A Companhia é parte em um processo judicial envolvendo pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos remanescentes de impostos indicados nas declarações fiscais e para pagamentos em excesso identificados pelos correspondentes recibos de pagamento de impostos, nos anos-calendário de 1997 a 2000. Em 20 de novembro de 2014, na primeira instância, foi proferida decisão favorável à Companhia, anulando os débitos cobrados pelo Fisco Federal, e em abril de 2016, em 2ª instância recursal, o Tribunal Regional Federal da Primeira Região confirmou a decisão favorável à CEMIG. Em 16 de março de 2018 este caso foi julgado definitivamente em favor da CEMIG. A partir de 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 576 milhões.

Contratos

A CEMIG D é parte em disputas judiciais envolvendo reivindicações de reequilíbrio de contratos para implementar parte do programa de eletrificação rural conhecido como Luz Para Todos. A partir de 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 291 milhões. A possibilidade de perda nessas ações foi avaliada como "possível".

A CEMIG e o Estado de Minas Gerais são partes em processo administrativo impetrado pelo 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 Companhia, relativa ao Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar ("CRC"). Em junho de 2018, a Unidade Técnica do Tribunal e o Ministério Público de Contas opinaram pela improcedência da Representação. Foram acolhidos os argumentos principais apresentados pela CEMIG. O processo está concluso ao Relator e será incluído em pauta de julgamento para deliberação do colegiado. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nesta ação era de aproximadamente R$ 412 milhões, e as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis'.

Obrigações das Leis Trabalhistas

CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversas ações trabalhistas movidas por seus funcionários e por funcionários de empresas que lhes prestam serviços**.** Essas ações se referem na sua maior parte, a horas extras, adicionais, verbas rescisórias, benefícios diversos, ajustes salariais, reflexos destes em plano de aposentadoria complementar e ao uso de mão-de-obra terceirizada. De acordo com as leis trabalhistas 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 2018, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$ 457 milhões, e o valor dos pleitos com chance de perda "possível", R$ 1,3 bilhão.

Questões Ambientais

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais (MPMG) e outras partes iniciou Ações Civis Públicas contra a CEMIG, CEMIG GT e CEMIG D visando compeli-las a investirem ao menos 0,5% do valor total da receita operacional desde 1997 na proteção e preservação ambiental dos lençóis freáticos dos municípios onde estão localizadas as suas usinas hidrelétricas, e para indeniza o Estado de Minas Gerais, proporcionalmente, por danos ambientais supostamente causados, em decorrência de omissão no cumprimento da Lei Mineira 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 GT a investir 0,5% da receita bruta anual desde 1997 em medidas de preservação e proteção dos lençóis freáticos. As Companhias recorreram junto ao STJ e ao STF, uma vez que as ações envolvem legislação federal e questões constitucionais. Em 9 de fevereiro de 2015, o STF reconheceu a repercussão geral do litígio. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido nessas ações totalizava aproximadamente R$ 148 milhões, e as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis'.

Adicionalmente, a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D 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 2018, o valor total das ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' era aproximadamente R$ 1,3 milhões e o das ações com chances de perda avaliadas como 'possíveis' era de aproximadamente R$ 101 milhões. Esses processos também incluem outras ações civis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, em nossa opinião, tendo em vista que a maioria dessas ações está relacionada a supostos 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. Além disso, uma vez que os processos civis públicos se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser ajuizadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais proferidas nas ações civis.

Danos Materiais e Responsabilidade Civil

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como rés, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2018, o valor total de tais ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' era aproximadamente R$ 37 milhões e o das ações com chances de perda avaliadas como 'possíveis' era de aproximadamente R$ 345 milhões.

Alteração do índice de atualização monetária das ações trabalhistas

O Tribunal Superior do Trabalho (TST), considerando posição adotada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em duas ações diretas de inconstitucionalidade que tratavam do índice de correção monetária de precatórios federais, decidiu, em 04 de agosto de 2015, que nos processos trabalhistas em aberto que discutissem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009 os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR). Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar a existência de repercussão geral da matéria constitucional.

Em acórdão publicado em 1º de novembro de 2018, o TST decidiu que o IPCA-E deverá ser adotado como índice de atualização dos débitos trabalhistas para os processos abertos no período de 25 de março de 2015 a 10 de novembro de 2017, permanecendo a utilização da TR para os demais períodos. Isto resulta em uma redução no valor estimado da diferença entre os índices de correção monetária dos processos trabalhistas, que era de R$ 88 milhões em 31 de dezembro de 2018 (R$ 220 milhões em 31 de dezembro de 2017). Nenhuma provisão adicional foi constituída, uma vez que a Companhia, com base na avaliação de seus assessores jurídicos, avalia a probabilidade de perda como 'possível', em decorrência da decisão do STF e da inexistência de posicionamento jurisprudencial consolidado ou análise da doutrina acerca do tema, após a liminar concedida pelo Supremo Tribunal Federal.

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendos Obrigatórios – Prioridade e Valor dos Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, de acordo com a Lei nº 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, ou "Lei das Sociedades por Ações". Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação

do dividendo mínimo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

Dividendo mínimo anual relacionado 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.
- Os dividendos relacionados às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2015 e em 29 de abril de 2016, o nosso Conselho de Administração indicou que o pagamento dos dividendos previstos no Estatuto Social de 50% do lucro dos exercícios findos em 2014 e 2015, não seria compatível com a atual situação financeira da Companhia. Como consequência, a Assembleia Geral aprovou o pagamento de dividendos correspondentes a 25% de nosso lucro líquido nos exercícios findos em 2014 e 2015. O valor que deixou de ser distribuído como dividendo obrigatório, calculado como a diferença entre 50% do lucro líquido conforme especificado em nosso Estatuto Social e o montante pago igual a 25% de nosso lucro líquido nos exercícios findos em 2014 e 2015, será mantido no Patrimônio Líquido na reserva para dividendos obrigatórios não distribuídos, a ser pago o mais breve possível conforme nossa situação financeira permita, nos termos do §5º do artigo 202 da Lei nº 6.404/1976.

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 12 de maio de 2017, aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2016 no valor total de R$ 204 milhões, aos detentores de ações preferenciais, valor este inferior ao mínimo estatutário que era de R$ 419 milhões. Em 21 de dezembro de 2016, a Companhia declarou Juros sobre o Capital Próprio ("JCP"), no montante de R$ 380 milhões, utilizando do saldo da Reserva de Retenção de Lucros, fazendo jus os acionistas que tiveram seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas em 26 de dezembro de 2016. Deste valor pago de JCP, o montante de R$ 215 milhões, líquido de Imposto de Renda, foi destinado aos acionistas detentores de ações preferenciais. A Deliberação CVM nº 683/2012 estabelece no seu inciso III, que os juros pagos ou creditados, a título de remuneração do capital próprio, somente poderão ser imputados ao dividendo mandatório pelo seu valor líquido do imposto de renda na fonte. Qualquer valor remanescente após o pagamento do dividendo obrigatório sobre ações ordinárias deve ser distribuído de forma igual e proporcional à totalidade das ações preferenciais e ordinárias.

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2018 aprovou o pagamento de dividendos referentes ao ano de 2017, de R$ 486 milhões, para detentores de ações preferenciais e R$ 15 milhões para detentores de ações ordinárias. O pagamento dos dividendos foi realizado em parcela única em 30 de dezembro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R$ 210 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2018, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 21 de dezembro de 2018. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 28 de junho de 2019 e a segunda até 30 de dezembro de 2019. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 3 de maio de 2019 o pagamento de dividendos para o ano de 2018 de R$ 437 milhões, aos detentores de ações preferenciais e R$ 220 milhões aos detentores de ações ordinárias. O pagamento dos dividendos será realizado em parcela única até 30 de dezembro de 2019.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, 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, de acordo com o mesmo prazo.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração pode 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 intermediário pago poder ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intermediário 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 a 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) montantes alocados para registrar as reservas para contingências e reversão dessas reservas acumuladas em exercícios fiscais 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 uma reserva legal de 5% do lucro líquido de cada exercício até atingir 20% do capital social da Companhia, de acordo com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o saldo da mesma e das outras reservas de capitais constituídas excederem 30% da totalidade do capital social da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos no período poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou afiliadas é contabilizado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também é considerado lucro 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

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma de despesa de juros nocionais dedutíveis no patrimônio líquido, de acordo com a Lei nº 9.249/1995, de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada. O montante de juros dedutíveis que podem ser pagos é calculado aplicando a variação pro rata diária da TJLP sobre o patrimônio líquido durante o período relevante e não pode exceder mais que:

- 50,0% do lucro líquido (antes de levar em conta essa distribuição e quaisquer deduções para o imposto de renda e depois de considerar as deduções de contribuições sociais sobre o resultado do exercício) em relação ao qual o pagamento é efetuado; ou

- 50,0% das reservas de lucros e lucros retidos.

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.

Os dividendos e juros sobre capital próprio sobre o mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio Monetário

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 norte-americanos e fará com que esses dólares 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 norte-americanos, o montante

em dólares a ser pago a detentores de ADRs pode ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real depreciou cerca de 17,16% em relação ao dólar norte-americano em 2018. Veja o "Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados 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 relacionados 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 o "Item 10. Informações Adicionais –Tributação – Considerações Fiscais Brasileiras – Tributação de Dividendos" e "Considerações sobre Impostos Norte-Americanos – 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 norte-americanos 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. Em cada caso, o pagamento dos dividendos ocorre durante o exercício posterior à declaração. Veja o "Item 3. Informações Relevantes – Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas".

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

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(em milhões R$) (2)	(em milhões US$) (3)	(em milhões R$) (2)	(em milhões US$) (3)
2016 (4)	127	39	253	78
2016 (5)	-	-	204	63
2017 (6)	15	5	486	147
2018 (7)	290	75	577	149

(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 norte-americanos 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", para 2018 - a partir de 05 de abril de 2019.
(4) De acordo com proposta das Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária realizada em 12 de maio de 2017, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 380 milhões, dos quais R$ 127 milhões para as ações ordinárias e R$ 253 milhões às ações preferenciais, utilizando o saldo da Reserva de Lucros Acumulados a Pagar aos acionistas cujos nomes estavam inscritos no Registo Nominal de Ações em 26 de dezembro de 2016. O montante declarado às ações preferenciais foi devido ao dividendo mínimo obrigatório para 2016.
(5) Os dividendos de 2016 referem-se aos valores que foram aprovados nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária dos Acionistas realizadas em 12 de maio de 2017.
(6) Conforme a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a ser realizada em 30 de abril de 2018, a Companhia declarou o pagamento de R$ 486 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações preferenciais fazendo jus os acionistas de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO. A Companhia também propôs o pagamento de R$ 15 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias fazendo jus aos acionistas de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.
(7) Em 18 de dezembro de 2018, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R$ 210 milhões, em virtude do valor do dividendo mínimo obrigatório para 2018, e pagável aos acionistas cujos nomes constam do Registro da Ação Nominal da Companhia em 21 de dezembro de 2018. Este valor será pago em duas parcelas, a primeira até 28 de junho de 2019 e a segunda até 30 de dezembro de 2019. De acordo com a proposta das Assembleias Gerais Ordinárias e Extraordinárias de Acionistas a serem realizadas em 3 de maio de 2019, a Companhia propôs pagamento de R$ 437 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos titulares de ações preferenciais cujos nomes constam do Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia na data da realização da Assembleia Geral Ordinária (Anual). A Companhia também propôs o pagamento de R$ 220 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias fazendo jus aos acionistas de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.

Item 9. Detalhes Sobre a Oferta e Listagem de Ações

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores Brasileira (B3). Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2018, 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 (*over-the-counter*, ou OTC), nos Estados Unidos. As ADSs de Ações Preferenciais são evidenciadas por ADRs de ações preferenciais emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007 e em 11 de setembro de 2012, 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. A partir de 31 de dezembro de 2018, existiam aproximadamente 166.960.865 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 17,2% de nossas 971.138.388 ações preferenciais.

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a B3. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2018 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 evidenciadas por ADRs de ações ordinárias emitidas 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 emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2018, existiam aproximadamente 474.136 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,10% de nossas 487.614.213 ações ordinárias.

Em 31 de dezembro de 2018, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R$ 13,86 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US$ 3,56.

Em 31 de dezembro de 2018, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R$ 15,03 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US$ 3,93.

Constam no quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na B3 e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Os valores de mercado das ações e respectivas ADSs foram ajustados ao novo número de ações, após dividendo em ações.

	Ações Ordinárias		**ADSs Ordinárias**		**Ações Preferenciais**		**ADSs Preferenciais**	
Ano	**Preço em R$**		**Preço em US$**		**Preço em R$**		**Preço em US$**	
	Alta	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**
2014	15,38	8,46	7,07	3,70	13,94	7,65	6,41	3,29
2015	13,69	5,16	4,82	1,14	12,34	4,49	4,19	1,14
2016	9,08	3,94	3,03	0,98	8,26	3,43	2,63	0,86
2017	13,45	6,05	4,44	1,81	10,23	5,92	3,34	1,76
2018	15,03	5,97	4,26	1,54	13,86	6,09	3,56	1,58

	Ações Ordinárias		**ADSs Ordinárias**		**Ações Preferenciais**		**ADSs Preferenciais**	
Trimestre	**Preço em R$**		**Preço em US$**		**Preço em R$**		**Preço em US$**	
	Alta	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**
2017								
1° Trimestre	13,45	7,64	4,44	2,42	10,23	6,54	3,34	2,05
2° Trimestre	11,33	7,03	3,69	2,23	9,00	6,32	2,92	1,97
3° Trimestre	8,77	7,63	3,05	2,38	8,23	7,15	2,66	2,21
4° Trimestre	8,13	6,05	2,58	1,81	7,63	5,92	2,45	1,76
2018								
1° Trimestre	7,71	6,06	2,29	1,82	8,13	6,09	2,42	1,88
2° Trimestre	7,68	5,97	2,19	1,57	8,07	6,49	2,31	1,69
3° Trimestre	6,86	6,24	1,72	1,54	7,32	6,73	1,79	1,58
4° Trimestre	15,03	6,45	4,26	1,60	13,86	6,93	3,56	1,69

Ano	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$		Preço em US$		Preço em R$		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa

Mês	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$		Preço em US$		Preço em R$		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Outubro de 2018	11,68	6,45	3,06	1,60	11,92	6,93	3,24	1,69
Novembro de 2018	12,59	10,99	3,25	2,86	12,57	10,87	3,23	2,90
Dezembro de 2018	15,03	12,23	4,26	2,99	13,86	12,06	3,56	3,01
Janeiro de 2019	16,90	15,09	4,59	3,91	14,49	13,38	3,84	3,53
Fevereiro de 2019	16,90	15,48	4,60	3,81	14,69	13,09	3,92	3,47
Março de 2019	17,79	15,81	4,60	4,03	14,88	13,27	3,94	3,38
Abril de 2019	17,67	15,27	4,40	3,96	14,74	13,50	3,83	3,49

Período	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$		Preço em US$		Preço em R$		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
A partir de 15 de maio de 2019	17,76	16,60	4,41	4,08	14,75	13,08	3,68	3,24

A tabela a seguir representa os dividendos de ações pagos sobre as ações ordinárias e preferenciais e suas respectivas ADSs ordinárias e preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação e ADS:

Registro de dividendos em ações pagos sobre ações ordinárias e preferenciais e ADSs ordinárias e preferenciais

Ano	Deliberação	Data de Registro Brasil	Data de Pagamento Brasil	Data de Registro NYSE	Data de Pagamento NYSE
2016	29/04/2016	29/04/2016	29/12/2016	04/05/2016	05/01/2017
2017	12/05/2017	12/05/2017	28/12/2017	07/05/2017	05/01/2018
2018	30/04/2018	30/04/2018	28/12/2018	03/05/2018	08/01/2019

Desde 12 de julho de 2002, nossas ações têm sido negociadas 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 B3 S.A. - BRASIL, BOLSA, BALCÃO (“B3”)

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na B3, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na B3 está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a B3 possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

A negociação na B3 é conduzida das 10h às 17h ou das 11h às 18h (durante o horário de verão no Brasil). A B3 também permite a negociação a partir das 17h30min às 18h durante um período de negociação diferente chamado “after market”, exceto durante o horário de verão. As negociações durante o after market estão sujeitas a limites regulatórios sobre a volatilidade dos preços e sobre o volume de ações negociadas através de corretores da internet.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na B3 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 corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil

após a data de negociação. A câmara de compensação da B3 é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC").

Para controlar melhor a volatilidade, a B3 adotou um sistema de "disjuntor", no qual os pregões podem ser suspensos (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 B3, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação. O preço mínimo e máximo é baseado em um preço de referência para cada ativo, que será a cotação de fechamento do pregão anterior, ao considerar o ativo no início do dia anterior à primeira negociação ou o preço da primeira negociação do dia. O preço de referência do ativo será alterado durante o pregão se houver um leilão provocado pelo limite intradiário sendo violado. Neste caso, o preço de referência será o do leilão.

A B3 liquida a venda de ações três dias úteis após a sua realização, sem ajuste monetário do preço de compra. As ações são pagas e entregues por meio de um agente de liquidação afiliado à B3. A B3 realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos da B3, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da B3. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na B3 é significativamente menos líquida do que as negociações na NYSE ou em outras grandes bolsas pelo mundo. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociada na B3, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão realmente disponíveis para negociação pelo público, o restante detido por um grupo controlador ou entidades governamentais.

A negociação na B3 por parte de detentores não residentes no Brasil para fins de tributação no Brasil, ou "detentor não brasileiro", está sujeita a certas limitações nos termos da regulamentação brasileira sobre investimentos estrangeiros. Com exceções limitadas, os detentores não brasileiros podem negociar em bolsas de valores brasileiras de acordo com os requisitos da Resolução CMN nº 4.373/2014, que exige que os títulos detidos por detentores não brasileiros sejam mantidos na custódia de instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central e pela CVM ou em contas de depósito com instituições financeiras. Além disso, a Resolução nº 4.373/2014 exige que detentores não brasileiros restrinjam a negociação de valores mobiliários a operações na B3 ou em mercados de balcão qualificados. Com algumas exceções, os detentores não brasileiros não podem transferir a propriedade de investimentos feitos sob a Resolução nº 4.373/2014 para outros detentores não brasileiros por meio de uma transação privada.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da B3. As regras referentes a esse segmento de governança corporativa estão incluídas no Regulamento do Nível 1 de Governança Corporativa, alterado em 21 de março de 2011 pela B3 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, ou DFP; Demonstrações do Resultado Consolidadas, Demonstrações Financeiras Trimestrais, ou ITR, e o Formulário de Referência;
- incluir, nas notas explicativas às nossas Demonstrações Financeiras Trimestrais, ou ITR, uma nota sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações fornecidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar 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 B3 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 para divulgar informações sobre sua situação financeira, projetos e perspectivas;
- preparar, divulgar e apresentar à B3 uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia, o acionista controlador, os membros

do conselho de administração e do Conselho Fiscal, quando instalado; e os membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou de assessoramento criados pelo Estatuto;

- 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-presidente ou de principal executivo de nossa companhia;
- adotar mecanismos que possibilitem a dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações através da adoção de procedimentos especiais, tais como garantir o acesso a todos os investidores interessados ou distribuir a indivíduos ou investidores não institucionais pelo menos 10% do total a ser distribuído; e
- incluir em nosso Estatuto as disposições obrigatórias exigidas pela B3.

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários exige que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou assessor divulguem a nós, à CVM e à B3 o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e controladas que sejam possuídas por eles ou por pessoas proximamente 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 B3 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 B3. 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 colocará em risco interesse legítimo da companhia, sendo que, tanto os controladores como os administradores devem imediatamente publicar o ato ou fato relevante se perderem o controle da informação ou no caso de alterações atípicas nos preços das ações ou no volume negociado.

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 promulgada em 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, conforme suas alterações e complementações, assim como pelas normativas da CVM, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e pelo Banco Central, que tem, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de firmas de corretagem, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio. Essas leis e regulamentos, estipulam entre outras, exigências de divulgação de informações aplicáveis a emissores de valores mobiliários negociados, proteção aos acionistas não controladores e penalidades criminais para operações com informações privilegiadas (*insider trading*) e manipulação de preços. Eles também estipulam o licenciamento e a supervisão de corretoras e a governança da Bolsa de Valores Brasileira.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, uma companhia é pública, “companhia de capital aberto” como a nossa empresa, ou é de capital fechado. Todas as empresas de capital aberto, incluindo a nossa, encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas às exigências de prestação de informações. Uma empresa registrada na CVM pode ter seus valores mobiliários negociados na Bolsa de Valores brasileira ou no mercado brasileiro de balcão. Nossas ações ordinárias são listadas e negociadas na B3 e podem ser negociadas por particulares, sujeitas a algumas limitações; entre indivíduos para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atue como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na B3 na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da B3 ou da CVM, com base, entre outros motivos, na convicção de que a companhia prestou informações inadequadas no tocante a fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária. Nenhum requerimento especial, além do registro na CVM, é necessário para que títulos de uma companhia de capital aberto possam ser negociados nesse mercado. A CVM exige a notificação de todas as operações realizadas no mercado de balcão brasileiro pelos respectivos intermediários.

A negociação na B3 por não residentes no Brasil está sujeita a limites 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 em dólares dos Estados Unidos para o exterior visando pagamentos de dividendos; de quaisquer outros desembolsos em dinheiro; ou a fim de remeter o produto da alienação de ações ou recursos a ela relacionados. Na hipótese de um detentor de ADSs Preferenciais permutar suas ADSs Preferenciais por ações preferenciais, ou um detentor de ADSs Ordinárias permutar suas ADSs Ordinárias por ações ordinárias, o investidor deverá requerer registro nos termos da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 4.373, promulgada em 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores estrangeiros em mercados brasileiros financeiros e de títulos. Veja o "Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais".

Exigências de Divulgação

A Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, estabelece algumas exigências quanto à divulgação e uso de informações relacionadas a fatos relevantes e atos de companhias abertas, inclusive a divulgação de informações sobre negociação e aquisição de valores mobiliários de emissão de empresas do poder público. Entre outras, essas exigências incluem disposições que:

i. estabelecem o conceito de um fato relevante que dá origem a prestação obrigatória de informações. Os fatos relevantes incluem decisões tomadas pelos acionistas controladores, deliberações da Assembleia Geral de Acionistas e da administração da companhia, ou quaisquer outros fatos relacionados aos negócios da empresa (ocorridos dentro da empresa ou de alguma forma relacionados a eles) que possam influenciar o preço dos seus valores mobiliários negociados publicamente ou a decisão dos investidores de negociar esses valores mobiliários ou exercer quaisquer dos direitos subjacentes a tais valores mobiliários;

ii. especificar exemplos de fatos que são considerados relevantes, que incluem, entre outros, a execução de acordos de acionistas que preveem a transferência de controle, a entrada ou a retirada de acionistas que detêm qualquer função administrativa, financeira, tecnológica ou gerencial que contribua para a empresa, e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;

iii. obrigar o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do conselho fiscal e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;

iv. exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação de tais valores mobiliários da empresa;

v. exigir de quem adquira uma participação de controle de uma corporação que publique fatos relevantes, incluindo suas intenções quanto a cancelar ou não a listagem das ações da empresa em bolsa de valores, no prazo de um ano;

vi. estabelecer regras relativas às exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e

vii. restringir o uso de informações privilegiadas.

Item 10. Informações Adicionais

Memorando e Contrato Social

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro NIRE conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é: 5804055. Abaixo apresentamos um breve resumo de algumas estipulações relevantes de (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela nossa Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 25 de março de 2019 e (ii) Lei das Sociedades por Ações. A descrição do 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 do seu Estatuto Social, a CEMIG foi constituída com quatro principais objetivos:

(i) construir, operar e explorar comercialmente sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia e serviços correlatos;

(ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, de quaisquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial;

(iii) prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e

(Iv) desenvolver atividades direta ou indiretamente relacionadas aos seus objetos sociais, incluindo o desenvolvimento e operação comercial de sistemas de telecomunicações e de tecnologia da informação, pesquisa e desenvolvimento tecnológico e inovação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a receber pagamento de dividendo mínimo no valor de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial, o que for maior. 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 a seu titular direito de voto nas Assembleias Gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá em qualquer circunstância manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas ou jurídicas) serão integralizadas de acordo com a decisão da Assembleia Geral que dirimir a questão.

O artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possui direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para aquisição de 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 estar habilitados a 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 pode não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários".

Acionistas Minoritários

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, conforme mais detalhadamente descrito em "– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários".

Dividendos

Para uma discussão sobre nossa política de dividendos, veja "Item 8. Informações Financeiras – Política de Dividendos e Pagamentos".

Assembleias Gerais de Acionistas

As Assembleias Gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta na Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As Assembleias Gerais Ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício fiscal e são convocadas mediante aviso prévio de no mínimo 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente na Assembleia Geral:

- examinar as contas da gestão, debater e votar as Demonstrações Financeiras;

- deliberar sobre o destino do lucro líquido do ano e a distribuição de dividendos;
- Eleição e/ou destituição de membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal, determinação das remunerações dos membros e de um orçamento adicional para remunerar os comitês;
- aprovação de correções da expressão monetária do capital social da Companhia;
- qualquer mudança no Estatuto Social;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou o Estatuto Social;
- deliberar sobre a avaliação dos ativos dos acionistas para a formação do capital social;
- emissão de partes beneficiárias;
- emissão de debêntures;
- a incorporação da Companhia por outra empresa, sua dissolução, transformação, cisão, fusão ou liquidação, bem como a nomeação e/ou destituição do respectivo liquidante e suas contas;
- Eleição e/ou destituição, a qualquer tempo, de membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal,
- qualquer medida relativa à falência ou *concordata*.

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. As abstenções não são levadas em conta. No entanto, será exigido o voto afirmativo de acionistas que representem a maior parte de nosso capital social emitido e em circulação para decisões de:

- criar ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais de modo desproporcional em relação às outras classes de ações, a menos que a medida esteja prevista ou seja autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais; ou criar classe com prerrogativas maiores que as das classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- fazer qualquer alteração aos objetos corporativos da Companhia;
- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outra companhia;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em um grupo de sociedades;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar a dissolução da Companhia;
- aprovar a criação de partes beneficiárias; e/ou
- aprovar a incorporação de todas as nossas ações para outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia.

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 um acionista em Assembleia Geral, o procurador deverá ser um acionista, ou um de nossos diretores, membro do Conselho de Administração ou advogado. Uma empresa de capital aberto, como a nossa, o procurador também pode ser uma instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração pode comumente convocar nossas Assembleias Gerais. As Assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar a 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 a qualquer momento, no caso em que matérias graves e urgentes afetem nossa companhia;

- por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração deixar de convocar uma 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 o Conselho de Administração deixar de convocar uma Assembleia Geral no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da Assembleia Geral, com indicação dos assuntos a serem discutidos; e

- e por acionistas detentores de no mínimo 5% de nosso capital social votante ou por 5% dos acionistas sem direito a voto, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia de Acionistas no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para instalação do Conselho Fiscal.

Procedimento de votação à distância

Em conformidade com a Instrução No. 561 da CVM, é obrigatório que se disponibilize um procedimento de votação à distância, – um sistema de voto remoto – para Assembleias Gerais Ordinárias (Anuais) de Acionistas e para Assembleias Gerais Extraordinárias de Acionistas realizadas para eleger membros do Conselho de Administração ou o Conselho Fiscal.

Os acionistas podem exercer o voto em Assembleias Gerais mediante o preenchimento e entrega do Boletim de Voto à Distância ("BVD"), que deve conter todos os assuntos a serem deliberados. A entrega do BVD pode ser efetuada por intermédio do agente de custódia, do administrador das ações escriturais ou diretamente na Companhia.

O objetivo do voto à distância é aumentar a participação dos acionistas em Assembleias, facilitando o processo de votação/representação. Além disso, possibilita uma redução de custos relacionados à participação e representação nesses eventos.

Em consonância com os dispositivos legais, a CEMIG adota, desde o início do ano corrente, o dispositivo de voto à distância.

O Conselho de Administração

Nosso estatuto social exige que nosso Conselho de Administração tenha nove membros. 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 da Companhia;

- eleger, destituir e avaliar os Diretores da Companhia, nos termos da legislação aplicável, observada a legislação aplicável e o presente Estatuto Social;

- aprovar a política de transações com partes relacionadas;

- deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG;

- deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG, incluindo injeções de capital em subsidiárias integrais ou outras ou afiliadas ou consórcio no qual Companhia participe;

- convocar a Assembleia Geral;

- monitorar e fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, o Conselho de Administração pode, a qualquer momento, examinar os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;

- manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Companhia;

- escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas, ouvido o Conselho Fiscal;

- autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação, de dispensa ou de inexigibilidade de licitação ou da inaplicabilidade do dever de licitar, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG ou acima de R$ 100.000.000,00, corrigidos anualmente pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo, se positivo;

- autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG;

- autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures não conversíveis, notas promissórias, *commercial papers* e outros;

- aprovar a Estratégia de Longo Prazo, o Plano de Negócios Plurianual e o Orçamento Anual, bem como suas alterações e revisões;

- 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 e observado o Orçamento Anual;

- autorizar o exercício de direito de preferência e direitos, em conformidade com acordos de acionistas ou acordos de votação em subsidiárias integrais ou outras, ou afiliadas e nos consórcios nos quais a Companhia participa, com exceção dos casos das subsidiárias integrais CEMIG Distribuição S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A., no caso destas empresas, a Assembleia Geral de Acionistas tem a competência para deliberar sobre essas questões;

- aprove a participação no capital acionário, e a constituição ou extinção de qualquer companhia, empreendimento ou consórcio;

- aprovar, na forma do seu Regimento Interno, a instituição de comitês auxiliares do Conselho de Administração - cujos pareceres ou deliberações não são condição necessária para deliberação das matérias no âmbito do Conselho de Administração;

- acompanhar as atividades de auditoria interna;

- discutir, aprovar e monitorar decisões que envolvam práticas de governança corporativa, relacionamento com partes interessadas, política de gestão de pessoas e código de conduta;

- assegurar a implementação e supervisionar os sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e a mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à segurança e integridade das informações contábeis e financeiras e a ocorrência de corrupção e fraude;

- estabelecer política de divulgação de informações para mitigar o risco de contradição entre as diversas áreas e os administradores da Companhia;

- manifestar-se sobre o aumento do quantitativo de pessoal próprio, a concessão de benefícios e vantagens, a revisão de planos de salários e carreiras, inclusive a alteração de valores pagos a título de remuneração de cargos comissionados ou de livre provimento e remuneração de diretores;

- nomear e destituir de forma motivada o titular da área de Auditoria Interna, escolhido dentre os empregados próprios de carreira;

- eleger, na primeira reunião que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, os membros do Comitê de Auditoria e destituí-los, a qualquer tempo, pelo voto justificado da maioria absoluta dos membros do Conselho de Administração;

- promover anualmente análise de cumprimento das metas e resultados na execução do Plano de Negócios Plurianual e da Estratégia de Longo Prazo, devendo publicar suas conclusões e informá-las à Assembleia Legislativa de Minas Gerais e ao Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais; e,

- aprovar as políticas complementares, inclusive a política de participações societárias, nos termos deste Estatuto Social.

Os limites financeiros para deliberações do Conselho de Administração, correspondentes a um percentual do patrimônio líquido da CEMIG, serão automaticamente adotados quando da aprovação das demonstrações financeiras de cada ano.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, membros de Conselhos de Administração 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 atuar dedicadamente na administração dos assuntos da companhia. Os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria Executiva poderão ser responsabilizados por não cumprimento desses deveres para conosco e para com nossos acionistas e podem ser submetidos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou por 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 necessárias para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares na primeira reunião 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.

Na Assembleia Geral em que os conselheiros forem eleitos, os acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos Membros do Conselho de Administração e da Diretoria.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos previstos 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 nossa administração, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios fiscais 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 usar o direito de voto das 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 usar o direito de voto das 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 ao seu titular o direito a um voto.

Direitos de Resgate

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações prevê que, em circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da companhia e receber o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação. Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, 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 ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais sem manter a relação existente com a classe restante de ações preferenciais, salvo quando já estipulado ou autorizado pelo Estatuto Social (1);
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais (2);
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos (3);
- alterar o objeto social da Companhia (4);
- unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações (5);
- transferir a totalidade das nossas ações a outra companhia a fim de tornar nossa companhia uma subsidiária integral daquela companhia, o que se conhece por *incorporação de ações* (6);
- aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações (7);
- cisões, sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações (8);
- transformação da companhia em outro tipo societário (9);
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e sujeito às condições nela previstas (10);

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra, poderão exigir que a Companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) (7) e (10) supra apenas pode ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão por ocasião da deliberação dos acionistas. O direito de retirada referido no item (8), por sua vez, só pode ser exercido se a cisão resultar em: (a) mudança do objeto social, salvo quando o valor do 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 um grupo de sociedades. Ressalte-se, ainda, que na hipótese do item (10), 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 Geral 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 (5), (6) e (7) 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 tem o direito de reconsiderar qualquer ato que dê origem a direitos de resgate dentro de 10 dias corridos do vencimento de tais direitos se o resgate de ações de acionistas dissidentes colocar em risco a estabilidade financeira da Companhia. A Lei nº 9.457, promulgada em 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 pode ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a Assembleia Geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da Assembleia Geral.

Direitos de Acionistas Minoritários

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que os 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 que tenham sido violados, ou haja suspeita fundada de que graves irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de exigir que os administradores da Companhia revelem:
  - (i) o 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 a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
  - (iii) os benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da companhia, ou 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 funcionários de alto nível; e/ou
  - (v) quaisquer atos ou fatos relevantes em relação às atividades da Companhia.
- o direito de exigir que membros do Conselho Fiscal forneçam informações sobre questões da sua esfera de competência;
- o direito de convocar Assembleias Gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da Companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- o 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.

Acionistas minoritários que detêm, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas minoritários), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente Todos os acionistas têm o direito de comparecer às Assembleias Gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detenham (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito a 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 do 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 participações para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Mudanças nos direitos de acionistas

Deverá ser realizada uma Assembleia Geral 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 B3

O cancelamento de nosso registro de 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 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. O preço da oferta pode 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 uma 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 inferior à avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja superior, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirá-la.

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 o “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Controles de Câmbio

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ordinárias de instituições não financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e recursos da venda de ações preferenciais ou de ações ordinárias e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros, a qual exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento no Banco Central e na CVM. Essas restrições referentes à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem causar empecilho ou impedir que o custodiante de nossas ações ordinárias representadas por nossas ADSs ou acionistas titulares de ações ordinárias convertam dividendos, distribuições ou recursos obtidos com a venda dessas ações em dólares norte-americanos e os remetam para o exterior. Os titulares de nossas ADSs poderiam ser adversamente afetados por atrasos ou pela recusa por parte de órgãos do governo de conceder uma aprovação exigida para a conversão de pagamentos em moeda brasileira referentes às ações ordinárias subjacentes às nossas ADS e para remessas ao exterior dos recursos obtidos.

Desde 30 de março de 2015, a Resolução do CMN nº 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, está plenamente em vigor e estipula que sejam emitidos certificados de depósito em mercados estrangeiros referentes às ações de emissores brasileiros. A Resolução do CMN nº 4.373/2014, entre outros atos, revogou a Resolução do CMN nº 1.927/1992, promulgada em 18 de maio de 1992; a Resolução do CMN nº 1.289/1987, de 20 de março de 1987; e a Resolução do CMN nº 2.689/2000, promulgada em 26 de janeiro de 2000. De acordo com a legislação brasileira referente ao investimento estrangeiro no mercado de capitais brasileiro, os investidores estrangeiros registrados na CVM e que atuem por meio de contas de custódia geridas por agentes locais podem comprar e vender ações em bolsas de valores brasileiras sem obter certificados de registro separados para cada transação. Os investidores estrangeiros poderão registrar seus investimentos nos termos da Lei n° 4.131/1962, promulgada em 3 de setembro de 1962, conforme alterações, ou da Resolução do CMN nº 4.373, promulgada em 20 de setembro de 2014.

A Lei nº 4.131/1962 é a principal legislação referente ao investimento e participação direta de capital estrangeiro em empresas sediadas no Brasil. Ela é aplicável a qualquer quantia de capital que entra no Brasil sob a forma de moeda

estrangeira, bens ou serviços. O portfólio de investimentos estrangeiros é regulamentado pela Resolução do CMN nº 4.373/2014; pela Instrução da CVM nº 559/2015, promulgada em 27 de março de 2015, que regula a aprovação, por parte da CVM, de programas de ADRs; bem como pela Instrução da CVM nº 560/2015, promulgada em 27 de março de 2015, que regula o registro de transações e a prestação de informações por parte de investidores estrangeiros, em conformidade com o disposto na Resolução do CMN nº 4.373/2014.

A partir de 1º de janeiro de 2016, os investidores estrangeiros que pretendam ser registrados na CVM devem satisfazer as exigências da Instrução da CVM nº 560/2015. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373/2014, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo, domiciliados ou que tenham sede no exterior. Para se tornar um investidor nos termos da Resolução nº 4.373, o investidor estrangeiro deve:

- nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relativos aos seus investimentos;

- indicar um agente custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos, que deverá ser uma instituição financeira ou entidade devidamente autorizada pelo Banco Central ou pela CVM;

- nomear um representante tributário no Brasil;

- registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM , por meio de seu representante no Brasil;

- registrar seus investimentos estrangeiros junto ao Banco Central do Brasil por meio de seu representante no Brasil; e

- estar registrado na Secretaria da Receita Federal do Brasil, ou RFB, em conformidade com a Instrução Normativa da RFB nº 1.634/2016, promulgada em 6 de maio de 2016, e da Instrução Normativa da RFB nº 1.548/2015, promulgada em 13 de fevereiro de 2015.

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, promulgada em 29 de setembro de 2014. 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 promulgada em 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.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de certificados de depósito 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 os 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 permute tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permute tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, esse investimento deverá ser registrado junto ao Banco Central, de acordo com a Resolução nº 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 "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil".

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal pode 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 posteriormente liberados de acordo com as diretrizes 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 nos Estados Unidos e 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 ao imposto de renda 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 particular, este resumo trata apenas de detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como ativos de capital e não trata do tratamento tributário de detentores norte-americanos que possuem ou são tratados como detentores de 10% ou mais do total combinado de poder de voto de todas as classes de ações com direito a voto da Companhia ou 10% ou mais do valor total das ações de todas as classes de ações da Companhia ou que possam estar sujeitos a regras tributárias especiais, como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguros, planos de aposentadoria, empresas de investimento regulamentadas, fundos de investimento imobiliário, corretores de títulos ou moedas, brokers, negociadores de títulos que optam por marcar a mercado, pessoas sujeitas à seção 451 (b) do Código, organizações isentas de tributação, pessoas sujeitas a imposto mínimo alternativo, "entidades de repasse" tais como parcerias ou pessoas que deterão ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como parte de uma transação e hedge, de transação de venda construtiva, posição em um "straddle" ou "transação de conversão" para fins tributários e pessoas que tenham uma "moeda funcional" que não seja o dólar norte-americano.

Se uma entidade tratada como sociedade para fins do imposto de renda nos Estados Unidos investe em nossas ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, os pagamentos relativos a esse investimento vão depender em parte, da situação das atividades desta entidade e do associado específico. Qualquer entidade desse tipo deve consultar seu próprio consultor tributário sobre os pagamentos de imposto de renda federal dos EUA aplicáveis a ela e aos seus parceiros relacionados à compra, propriedade e alienação de tais ações ou ADSs. Este resumo, referente a pagamentos de tributos dos Estados Unidos, não descreve quaisquer implicações no âmbito de leis estaduais ou municipais do Estados Unidos, leis que não sejam dos Estados Unidos, ou do imposto federal sobre propriedade imobiliária ou sobre doações. Sobre esses assuntos, acionistas norte-americanos devem pedir orientação a seus próprios consultores tributários.

Esse resumo se baseia na legislação tributária do Brasil e na dos Estados Unidos vigentes na presente data, as quais estão sujeitas a alterações eventualmente com efeito retroativo e a diferentes interpretações. Recomendamos aos adquirentes em potencial de ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias que consultem seus próprios consultores tributários em relação às implicações tributárias brasileiras, norte-americanas ou demais implicações tributárias resultantes da compra, titularidade e/ou alienação de ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, incluindo, em especial, efeitos de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista atualmente nenhum tratado relativo ao imposto de renda em vigor entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades tributárias de ambos países travaram entendimentos que poderão resultar em um tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias.

Pagamentos de Impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais implicações relevantes em temos de tributação brasileira da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, conforme seja 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 todos os pagamentos de tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às implicações para efeito de tributação no Brasil do investimento em nossas ações preferenciais, de ações ordinárias, de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias.

Tributação de Dividendos – Os dividendos pagos por nossa Companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário referentes às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a um detentor não brasileiro referente a ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, desde que tais dividendos se refiram a lucros auferidos a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro auferido antes de 1º de janeiro de 1996 podem estar sujeitos a retenção de imposto na fonte com alíquotas diversas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

A partir de 2008, as normas contábeis brasileiras foram significativamente modificadas de forma a serem alinhadas às IFRS. Após a emissão dessas novas regras, foi criado um Regime Tributário de Transição ("RTT"), destinado essencialmente a assegurar a neutralidade das novas regras contábeis no âmbito do cálculo e pagamento dos impostos sobre a renda das pessoas jurídicas. Assim, em conformidade com o RTT, as empresas brasileiras tinham que, apenas para fins de cálculo de seu lucro tributável, utilizar as regras e critérios contábeis existentes até dezembro de 2007.

Em consequência da aplicação do RTT, o lucro contábil de uma empresa brasileira pode ser significativamente maior (ou menor) que seu lucro tributável. Embora essa matéria específica não tenha sido regulamentada expressamente por lei, as autoridades tributárias brasileiras emitiram uma instrução normativa que estabelece que o valor dos dividendos pagos que exceda o lucro de uma empresa, apurado em conformidade com as regras e critérios contábeis existentes até dezembro de 2007 deve ser sujeito à tributação.

Em 14 de abril de 2014, foi promulgada a Lei nº 12.973 para, entre outras coisas, extinguir o RTT e regulamentar como deve ser apurado o lucro tributável das empresas, tomando como ponto de partida o lucro contábil calculado de acordo com as novas regras contábeis introduzidas a partir de 2008. Esta lei estabelece que os dividendos relativos a todos os lucros contábeis gerados entre janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013 que excedam os apurados segundo os métodos e critérios em vigor em 31 de dezembro de 2007 não estão sujeitos à retenção na fonte e não integram o cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social.

Em relação a 2014, a lei não é clara, mas as autoridades tributárias afirmam que os dividendos pagos que excedam o lucro de uma empresa, calculado de acordo com as regras e critérios contábeis vigentes até dezembro de 2007 devem estar sujeitos ao Imposto de Renda Retido na Fonte à alíquota de 15% ou 25%, se o detentor não brasileiro estiver domiciliado em um país ou localidade que não imponha imposto de renda ou nos casos em que a alíquota máxima de imposto de renda seja inferior a 20% ou quando a legislação local imponha restrições à divulgação da composição acionária ou da propriedade do investimento (Jurisdição de Tributação Favorecida). A partir de 2015, em virtude da extinção do RTT, não haveria diferenças entre o resultado contábil e o lucro tributável, de forma que os dividendos gerados a partir de 2015 devem ser pagos integralmente sem implicações no que se refere a impostos retidos na fonte no Brasil.

Pagamentos de 'Juros sobre o capital'– A Lei nº 9.249, promulgada em 26 de dezembro de 1995, e suas alterações, possibilita que empresas brasileiras façam distribuições a acionistas, em moeda brasileira, de pagamentos denominados Juros sobre Capital Próprio. O pagamento é calculado com base na multiplicação do valor do patrimônio líquido da Companhia pela Taxa de Juros de Longo Prazo do Governo Federal ("TJLP"), conforme estipulada pelo Banco Central, sendo que esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido da companhia, sendo a dedução não superior ao maior valor entre:

- 50% do lucro líquido (após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital) 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 é efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias), está sujeito à retenção na fonte na alíquota de 15% ou 25% se o detentor for estrangeiro e domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida ("JTF"). O valor líquido desses pagamentos poderá ser incluído como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei nº 9.430, promulgada em 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei nº 11.727 promulgada em 24 de junho de 2008, e, posteriormente pela Lei nº 11.941, promulgada em 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de

“regime fiscal privilegiado”, para operações do governo envolvendo preço de transferência e regras de capitalização estritas. Esse conceito é mais abrangente que o conceito de Jurisdição de Tributação Favorecida. Nos termos das novas leis, considera-se “regime fiscal privilegiado” aquele que apresentar uma ou mais das seguintes características: (i) não tributa renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) concede vantagens fiscais a entidades ou indivíduos não residentes (a) sem exigir atividade econômica substancial no país ou no território ou (b) condicionadas ao não exercício de atividade comercial substantiva no país ou território; (iii) não gera receita tributária fora de seu território, ou tributa tais receitas com uma alíquota máxima inferior a 20% (ou 17% se a jurisdição seguir padrões internacionais de transparência tributária, conforme definido pela Secretaria da Receita Federal, especialmente no que no que diz respeito à divulgação de informações referentes à estrutura corporativa, beneficiário final efetivo, propriedade de ativos e atividades de negócios realizadas em seu território) ou (iv) não permite acesso a informações sobre participações societárias, propriedade de ativos ou direitos ou a sobre as transações comerciais 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 deve se aplicar a outros tipos de operação, como investimentos realizados no mercado financeiro e de capitais no Brasil para os fins dessa lei. Caso se interprete que o conceito de “Regime Fiscal Privilegiado” é aplicável a transações realizadas fora do mercado financeiro e de capitais do Brasil; essa legislação tributária resultaria na tributação, portanto, para detentores residentes não brasileiros que se enquadrem nas exigências do regime fiscal privilegiado da mesma forma como é aplicável a uma Jurisdição de Tributação Favorecida. Os investidores atuais e em potencial devem solicitar orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implementação da Lei nº 9.430, aprovada em 27 de dezembro de 1996, e suas alterações, e de qualquer lei tributária brasileira relacionada ou regulamentação a respeito dos conceitos de “Jurisdição de Tributação Favorecida” ou “regimes tributários privilegiados”.

No caso de pagamentos de Juros sobre Capital Próprio serem incluídos como parte de dividendos obrigatórios, somos obrigados a distribuir um 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 norte-americanos e remetidas para o exterior, observados os controles de câmbio aplicáveis, desde que o investimento tenha sido registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos assegurar que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de Juros sobre Capital Próprio.

Tributação sobre Lucros – Em conformidade com a Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, como as ações da CEMIG, por detentores não brasileiros, estão sujeitos a Imposto de Renda Retido na Fonte no Brasil. Esta regra é válida independentemente de a alienação ter sido realizada no Brasil ou no exterior, para pessoa física ou jurídica residente ou domiciliado no Brasil ou não.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência de uma operação de alienação é a diferença positiva entre o montante obtido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Os ganhos de capital realizados por detentores não-brasileiros na alienação de ações vendidas na bolsa de valores brasileira (o que inclui as transações realizadas no mercado oficial de balcão) estão sujeitos a:

- Imposto de Renda Retido na Fonte à alíquota de 0%, quando realizado por um detentor não-brasileiro que (i) tenha registrado seu investimento no Brasil junto ao Banco Central de acordo com as regras do Conselho Monetário Nacional (“CMN”), (Resolução nº 4.373 promulgada em 29 de setembro de 2014), ou por um Titular Registrado, e (ii) não é um detentor em uma Jurisdição de Tributação Favorecida;

- em todas as demais situações, incluindo ganhos auferidos por um detentor não residente que não seja detentor registrado e/ou seja residente em ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida, sujeito a Imposto de Renda à alíquota de 15%. Nesse caso, será aplicável o Imposto de Renda Retido na Fonte a uma alíquota de 0,005% e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos apurados na alienação das ações ordinárias que não seja realizada na bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda à alíquota de 15%, exceto para Jurisdição de Tributação Favorecida, onde neste caso estaria sujeita a imposto de renda à alíquota de 25%. A Lei nº 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras para até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode também afetar detentores não residentes. Os detentores não residentes devem consultar com seus consultores tributários as implicações da Lei nº 13.259/2016. Nos casos acima, se os ganhos estão

relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não oficial, no Brasil, com intermediação, o Imposto de Renda Retido na Fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com valores de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

O exercício de quaisquer direitos de preferência relacionados a ações não está 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 será mantido 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, promulgada em 29 de dezembro de 2003, a venda de ativos localizados no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda brasileiro, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Entendemos que as ADSs não se qualificam como ativos localizados no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à retenção de imposto na fonte no Brasil; no entanto, existe o risco de as autoridades tributárias brasileiras tentarem reivindicar a jurisdição tributária em tal situação, motivo pelo qual os detentores não residentes devem consultar seus próprios consultores tributários sobre as chances de sucesso nesse sentido. Como a norma regulamentar mencionada é genérica e não foi testada em tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado em uma tal situação.

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. A opinião da assessoria jurídica brasileira da CEMIG é 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 em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido pelo tribunal administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que tal precedente não é vinculante para as autoridades tributárias, 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 pode estar sujeita à tributação no Brasil, na medida em que, conforme descrito acima, as ADSs não se qualificam como ativos localizados no Brasil para os fins da Lei nº 10.833. Os detentores não brasileiros poderão permutar ADSs Preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs Ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou as ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro do prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta (em conformidade com o registro eletrônico do depositário), sem implicações tributárias. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a Imposto de Renda Retido na Fonte no Brasil. No entanto, é importante mencionar que não há precedente em relação a este assunto em tribunais administrativos ou judiciais.

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 norte-americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 4.373/2014 do CMN, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima em conexão com "investidores norte-americanos de mercado".

Alternativamente, os detentores não brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares norte-americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei nº 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento tributário mencionado no tópico "Tributação sobre Lucros".

Ganhos em Câmbio de Ações Preferenciais para ADSs de Ações Preferenciais ou Ações Ordinárias para ADSs de Ações Ordinárias – Com referência à permuta de ações preferenciais em troca de ADSs Preferenciais ou ações ordinárias em troca de ADSs Ordinárias, a diferença entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias e o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias é considerado um ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para os detentores de Jurisdição de Tributação Favorecida. Embora não haja diretrizes regulatórias claras, essa tributação não deverá se aplicar a detentores não residentes registrados nos termos da Resolução nº 4.373/2014 do CMN, exceto para residentes em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. A Lei nº 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras para

até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode também afetar detentores não residentes. Os detentores não residentes devem consultar com seus consultores tributários as implicações da Lei nº 13.259/2016.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira determina a cobrança de um imposto sobre as operações financeiras ("IOF"), que incide sobre operações de câmbio (o imposto denominado IOF/Câmbio ou "FX IOF") na conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. Atualmente, a alíquota desse tributo para quase a totalidade das transações de câmbio com moeda estrangeira é de 0,38%. Entretanto, sobre as transações de câmbio relacionadas à entrada de fundos no Brasil para investimentos no mercado financeiro e de capitais realizados por investidores estrangeiros (incluindo detentores não residentes, se for o caso) incide uma alíquota zero de IOF/Câmbio. Essa alíquota igual a zero também se aplica à saída de recursos do Brasil, relacionados a investimentos como pagamento de dividendos, Juros sobre Capital Próprio e repatriação de fundos investidos no mercado brasileiro.

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 deste tributo até o máximo de 25% do valor da operação, mas somente para futuras transações.

Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários — A legislação brasileira impõe uma tributação sobre transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, chamada IOF/Títulos, que incide também sobre transações realizadas em bolsas de valores brasileiras.

O IOF/Títulos também pode incidir sobre operações que envolvam ADSs Preferenciais ou ADS Ordinárias se elas forem consideradas pelas autoridades tributárias brasileiras ativos localizados no Brasil.

Atualmente, a alíquota do IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs Preferenciais, ações ordinárias e ADSs Ordinárias) é zero. Além disso, nos termos do Decreto nº 8.165/2013, promulgado em 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações admitidas à negociação em bolsa de valores no Brasil com o fim específico de lastrear a emissão de DRs no exterior foi reduzida a zero.

O Ministério da Fazenda pode aumentar as alíquotas do IOF/Títulos para até 1,5% ao dia, mas aplicáveis somente 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

Em geral, para fins de imposto de renda dos Estados Unidos, detentores norte-americanos de ADSs serão tratados como titulares das ações subjacentes 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 – Sujeita 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 dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui o montante de qualquer tributação brasileira retida em qualquer dessas distribuições, se houver, mesmo que um detentor norte-americano não receba tal montante como parte de sua distribuição.

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 dos Estados Unidos. A Companhia não pretende atualmente manter o cálculo de seus ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda dos Estados Unidos. Deste modo, os contribuintes norte-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 em relação às:

(i) ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou

(i) ações, representadas por ADSs de modo geral serão incluídas na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco do depositário norte-americano; e em ambos os casos, não será elegível para os dividendos recebidos, dedução permitida às empresas. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita do detentor norte-americano em dólares norte-americanos calculados 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 norte-americanos 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 em relação às consequências fiscais resultantes do recebimento de qualquer ganho ou perda cambial caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares norte-americanos na data de recebimento, bem como relativamente às outras 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 dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, pode 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. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências de créditos fiscais estrangeiros relacionadas 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", relacionadas 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 dos Estados Unidos, porém poderiam resultar em 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 incluídas na receita bruta do 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. 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 rateada ou não.

Receita de Dividendo Qualificada – Não obstante às disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam "receita de dividendo qualificada" poderão estar atualmente sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de "companhias estrangeiras qualificadas". Em geral, 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 definido abaixo em "Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro

Passivo"), 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 inelegíveis 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 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 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 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. Ganhos ou perdas reconhecidas por um detentor norte-americano em tal venda, resgate ou outra alienação tributária geralmente serão ganhos ou perdas 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 a ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para propósitos de imposto de renda norte-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. Dessa forma, tanto o Imposto de Renda ou Imposto de Renda brasileiro for imposto à venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs conforme descrito em "Tributação - Considerações sobre Impostos no Brasil", esse tributo geralmente não estará disponível como crédito para o detentor norte-americano contra o Imposto de Renda dos EUA, a menos que o detentor norte-americano tenha outros rendimentos tratados como proventos de fontes estrangeiras, na categoria apropriada, para fins das regras de crédito tributário estrangeiro.

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, 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 em relação às consequências 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 norte-americanas adversas de imposto de renda são geralmente aplicáveis a um indivíduo norte-americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja norte-americana, classificada como uma companhia de investimento estrangeiro passivo (uma "PFIC"). No geral, uma companhia não norte-americana será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal durante o qual, depois de aplicar as regras pertinentes em relação à renda e ativos de subsidiárias, (i) 75% ou mais da renda bruta das companhias não norte-americanas seja "renda passiva"; ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não norte-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, aluguéis, *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 norte-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 (por valor) é levado em consideração.

A Companhia não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda norte-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 norte-americano poderia estar sujeito a consequências fiscais adversas significativas, inclusive estar sujeito a grandes quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições de ações ou ADSs, assim como aumento nas obrigações de declaração. Detentores norte-americanos devem consultar seu assessor fiscal sobre a possibilidade de a Companhia ser classificada como PFIC e as consequências dessa classificação.

Imposto sobre o Lucro Líquido do Investimento – Um detentor norte-americano que seja pessoa física, um patrimônio ou um fundo (exceto fundos que estejam na categoria especial de fundos isentos de tal tributo) estará sujeito a 3,8% de tributação sobre o menor (i) da "renda de investimento líquida do detentor norte-americano (caso seja pessoa física) ou "renda líquida de investimento não distribuída" (no caso de patrimônios e fundos) pelo ano fiscal relevante e (ii) do excedente da "Renda bruta ajustada modificada" (no caso de pessoas físicas) ou "renda bruta ajustada" no caso de patrimônio e fundos para o ano fiscal sobre certo limite (que no caso de pessoas físicas, será entre US$ 125.000 e US$ 250.000, dependendo das circunstâncias da pessoa física). A receita líquida de um detentor norte-americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e sua receita líquida da alienação de ações ou ADSs. Os detentores norte-americanos que são pessoas físicas, patrimônios ou *trusts* devem consultar seus próprios assessores fiscais sobre a aplicabilidade deste imposto aos seus rendimentos e ganhos com relação às ações ou ADSs.

Relatórios de informações e retenção de segurança – As exigências de reportar informações se aplicarão, geralmente, aos detentores norte-americanos de ADSs, e os detentores norte-americanos serão obrigados a cumprir procedimentos aplicáveis de certificação para demonstrar que eles não estão sujeitos à retenção na fonte. Os investidores que sejam pessoas físicas e deixarem de relatar as informações necessárias podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Os investidores devem consultar seus próprios assessores tributários em relação a esses requisitos. O valor de qualquer retenção de segurança de um pagamento a um detentor norte-americano será permitido como um crédito contra o imposto de renda devido nos EUA pelo detentor norte-americano, e pode qualificar tal detentor a um reembolso, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas para o *Internal Revenue Service* dos EUA em tempo hábil.

Exigências de Reportar Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados – Certos detentores norte-americanos que possuem certos "ativos financeiros estrangeiros especificados" com um valor total superior a US$ 50.000 geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações, juntamente com as suas declarações fiscais, atualmente no Formulário 8938, com relação a tais ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" geralmente incluem todas as contas financeiras mantidas em uma instituição financeira de fora dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor de fora dos EUA que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Níveis de notificação mais elevadas se aplicam a certos indivíduos que vivem no exterior e a certos indivíduos casados. Os detentores norte-americanos que não apresentarem um relatório sobre os seus ativos financeiros estrangeiros especificados podem ser sujeitos a sanções fiscais substanciais. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios assessores fiscais sobre como estas regras sobre prestação de informações se aplicam a seus ADSs ou ações, incluindo a aplicação destas regras às suas próprias circunstâncias específicas.

Dividendos e Entidades Pagadoras

Pagamos dividendos sobre ações preferenciais e ações ordinárias nos montantes e na forma estabelecidos no "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos 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 norte-americanos 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 da Lei de Valores Mobiliários de 1934 (*Securities Exchange Act of 1934*), conforme alterado, ou a Lei de Mercado de Capitais (*Exchange Act*). De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório

anual e seus 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 pode 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- 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1219, CEP: 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Possuímos apólices de seguro que cobrem danos de incêndio nos dois edifícios onde nossa sede está localizada e a outros edifícios próprios ou alugados. Nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores nas principais usinas geradoras e subestações provocadas por raios, incêndios e explosões ou riscos provocados por falha de equipamentos.

Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos 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 esse tipo de seguro no futuro.

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 o "Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil". Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

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 sob 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 efetivarem 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, Tozzini Freire Teixeira e Silva 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, 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 farão cumprir obrigações em tais ações contra nós e nossos funcionários; 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 STJ (Superior Tribunal de Justiça).

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 norte-americano) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Veja o “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Políticas Contábeis Críticas”.

Risco de Taxas de Câmbio

Em 31 de dezembro de 2018, aproximadamente 39,82% de nossa dívida em aberto, ou R$ 5.882 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 100%, ou R$ 5.882 milhões, encontravam-se denominados em dólares norte-americanos. 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 2018, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar norte-americano acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$ 1.508 milhões e R$ 3.016 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira, 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 variações cambiais da aquisição de energia de Itaipu são compensadas pela CVA e outros componentes financeiros. Este montante é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário. Além disso, esta exposição afeta o fluxo de caixa do ano, mas não afeta o resultado do exercício.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2018:

	(em milhões de R$)
Dólares norte-americanos:	
Financiamentos	5.882
Fornecedor (Itaipu)	268
	6.150
Outras Moedas:	
Financiamentos	-

	(em milhões de R$)
Dólares norte-americanos:	
Passivo Líquido exposto a risco de taxa de câmbio	6.150

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos R$ 14.772 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R$ 5.169 milhões são remunerados a taxas atreladas à taxa CDI e outros índices flutuantes.

Em 31 de dezembro de 2018, possuíamos passivos líquidos de outros ativos, deixando juros a taxas flutuantes no valor de R$ 1.747 milhões. Os ativos consistiam principalmente de equivalentes de caixa e valores mobiliários, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos base na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2018 resultaria em uma perda potencial de R$ 17 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	(em milhões de R$)
Dívidas a taxas flutuantes:	
Denominada em reais	8.999
Dívida de Taxas pré-fixadas:	
Denominada em moeda estrangeira	5.882
Custos de transação (-)	(75)
Juros pagos	(35)
Total	14.772

	Portfólio Total Risco de Taxa de Juros (em milhões de R$)
Ativo:	
Equivalentes de caixa	783
Valores mobiliários	812
Contas a receber – Renova	532
Adiantamento de entrega futura de energia	94
CVA e Outros Componentes Financeiros	1.081
Ressarcimento – Descontratação de Energia	98
Ressarcimento – Cessão de Contratos	10
Fundos Vinculados	91
Total	3.501
Passivo:	
Venda Antecipada de Energia	(79)
Financiamentos	(5.169)
Total do Passivo	(5.248)
Total	(1.747)

Item 12. Descrição de Outros Títulos de Participação

American Depositary Shares, ou ADSs

O Citibank, N.A. atua como depositário (o "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 efetuem 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.	As ADSs de ações ordinárias devolvidas às pessoas com objetivo de sacar dos Depósitos de Valores Mobiliários ou às pessoas a quem são entregues Títulos Depositados.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (ou seja, venda de direitos e prerrogativas similares).	Até $ 2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs nos termos comuns são (i) dividendos de ações ou outras distribuições de ações livres, ou (ii) o exercício dos direitos a uma compra adicional ADSs ordinárias.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de títulos que não sejam ADSs Ordinárias ou direitos de compra de ADSs Ordinárias adicionais (ou seja, ações de cisão).	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas 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.	Pessoas a quem os depósitos são feitos ou que receberam 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.	Pessoas que efetuaram a entrega de ADSs de ações preferenciais ou efetuaram a 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, desde que proibida pela troca sobre a ADSs de ações preferenciais que 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 especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(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.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos do exercício de direitos.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que ele 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 2018 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US$ 5.553 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US$ 2.379 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora

Não aplicável.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossa Diretoria Executiva, incluindo o Diretor Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliaram a eficácia dos nossos controles e procedimentos de divulgação financeira e, embora existam limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controles, eles são projetados para fornecer uma garantia razoável de que a Companhia atingirá seus objetivos.

Nosso Diretor Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores concluíram que, em 31 dezembro de 2018, os controles e procedimentos para fins financeiros não foram suficientes para assegurar que nossos arquivos e registros divulgados sob a Lei de Mercado de Capitais (Exchange Act) fossem:

(i) registrados, processados, sumarizados e reportados no período apropriado, conforme determinado pelas regras e regulamentos emitidos pela SEC; e

(ii) agregados e comunicados à nossa administração, inclusive ao nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, para permitir que as decisões sejam tomadas em tempo hábil.

Entretanto, a ineficácia do controle interno da Companhia sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2018 não impactou nossas demonstrações financeiras consolidadas, que apresentam adequadamente nossa posição financeira consolidada em 31 de dezembro de 2018 e os resultados consolidados de nossas operações e nossos fluxos de caixa para o ano então encerrado.

Relatório Anual da Administração – Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

Nossa Diretoria Executiva, incluindo nosso Diretor-Presidente e nosso Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre relatórios financeiros e avaliar sua eficácia.

Nosso controle interno de relatórios financeiros é um processo projetado para proporcionar uma garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com as IFRS. Nosso controle interno de relatórios financeiros inclui as políticas e procedimentos que:

(i) referem-se à manutenção de registros que, em nível razoável de detalhamento, reflitam de maneira precisa e justa as transações e disposições dos ativos da Companhia;

(ii) proporcionam razoável segurança de que as transações são registradas da forma necessária para possibilitar a elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as IFRS, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo efetuados exclusivamente em conformidade com as autorizações da administração e dos Diretores da Companhia; e

(iii) proporcionam uma garantia razoável no que se refere à prevenção ou detecção em tempo hábil no caso de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que possam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não evitar ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da efetividade do controle interno sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles se tornem inadequados devido a mudanças nas condições ou de que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

Consistente com a orientação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários de que uma avaliação de empresas recentemente adquiridas pode ser omitida do relatório anual da administração com relação ao controle interno sobre

relatórios financeiros no ano de aquisição, a administração excluiu a avaliação da eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros da Light S.A. Mais detalhes sobre a aquisição do controle da Light S.A. pela Companhia em 2018 podem ser encontrados na nota 33 às nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

A Light S.A., que foi classificada como um investimento mantido para venda em nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, representou os seguintes valores e porcentagens em nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018:

A partir de 31 de dezembro de 2018					
Total de ativos (em milhões de reais)	**Porcentagem do total de ativos da empresa (%)**	**Ativos líquidos (em milhões de reais)**	**Percentual do patrimônio líquido da empresa (%)**	**Resultado do exercício (em milhões de reais)**	**Percentual do lucro líquido da empresa no ano (%)**
17.863	29,85	3.389	21,26	59	3,39

Nossa administração avaliou a efetividade de nossos controles internos sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2018, baseada nos critérios estabelecidos no framework emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission*, ou COSO (framework 2013).

Com base nesses critérios, e devido a fraqueza material, descrita abaixo, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não foram eficazes em 31 de dezembro de 2018, embora essa ineficácia não tenha comprometido as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2018, e do exercício findo naquela data.

Fraqueza Material no Controle Interno Sobre Relatórios Financeiros

A fraqueza material é uma deficiência, ou uma combinação de deficiências, no controle interno sobre os relatórios financeiros, de modo que há uma possibilidade razoável de que uma distorção material nas demonstrações financeiras anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil.

Nossa administração identificou uma fraqueza material relacionada à falta de identificação, projeto e execução de controles relevantes nos processos de prestação de informações comerciais e financeiras visando impedir ou detectar em tempo hábil distorções relevantes nas demonstrações financeiras anuais ou intermediárias da Companhia.

(c) Planos de Remediação Para a Fraqueza Material

Nossa gerência está ativamente envolvida na concepção e implementação de esforços de remediação para solucionar a fragilidade relevante que foi identificada. Os esforços de remediação descritos a seguir foram implementados ou estão em processo de implementação e são de responsabilidade da nossa administração.

Identificação e Execução de Controles Relevantes

Ações já implantadas:

- Uma pesquisa com os funcionários responsáveis pelos controles, para entender as percepções e dificuldades que eles têm na execução e gerenciamento dos controles e obter informações para ações de treinamento e identificação de oportunidades de melhoria no ambiente de controle interno da Companhia sobre relatórios financeiros;
- Realizar visitas a empresas listadas na SEC, a fim de entender melhor as melhores práticas em relação ao controle interno de relatórios financeiros;
- Desenvolver e dar treinamento adicional à administração, aos funcionários responsáveis pelos controles, aos profissionais envolvidos com a contabilização de transações incomuns e complexas e a outras Pessoal cruciais envolvidas no controle interno de relatórios financeiros;
- Revisão parcial da matriz de controle da Companhia;
- Contratar serviços de consultoria especializados de consultores externos para nos apoiar na análise de novos pronunciamentos contábeis e transações incomuns e complexas, em situações específicas;
- Identificação e teste de alguns controles automatizados; e
- Estabelecer reuniões frequentes da Diretoria Executiva e reuniões mensais com membros do Comitê de Auditoria da Companhia e do Conselho Fiscal para discutir assuntos relacionados ao controle interno referente à prestação de informações financeiras, com foco em tópicos relacionados ao andamento do plano de remediação.

Ações em andamento:

- Expandir o envolvimento do departamento de controle interno em assuntos relacionados ao controle interno sobre prestação de informações financeiras;
- Aumento de nossa equipe de contabilidade e de relatórios financeiros;
- Contratar serviços especializados para nos dar suporte em uma grande revisão da matriz de controle da Companhia, estabelecer nosso plano de remediação com funcionários responsáveis pelos controles e executar procedimentos para avaliar a estruturação e a eficácia operacional do controle interno sobre a prestação de informações financeiras; e
- Treinamento contínuo para a gerência, funcionários responsáveis pelos controles, para a equipe de controle interno e auditores internos.

(d) Relatório Certificado dos Auditores Independentes Públicos Registrados

A efetividade de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2018 foi auditada pela Ernst & Young Auditores Independentes S.S., empresa de auditoria independente registrada pela Companhia. Seus relatórios de auditoria sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e sobre a avaliação da administração em relação aos controles internos sobre a prestação de informações financeiras em 31 de dezembro de 2018 formam parte das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas auditadas de 2018 incluídas no presente Formulário 20-F. Seu relatório sobre a avaliação da administração referente ao controle interno sobre a prestação de informações financeiras em 31 de dezembro de 2018 expressa uma opinião adversa sobre a eficácia do nosso controle interno sobre a prestação de informações financeiras em 31 de dezembro de 2018.

EY
Building a better working world

Edifício Phelps Offices Towers
Rua Antônio de Albuquerque, 156
11º andar - Savassi
30112-010 - Belo Horizonte - MG - Brasil
Tel: +55 (31) 3232-2100
Fax: +55 (31) 3232-2106
ey.com.br

RELATÓRIO DA EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE PÚBLICA REGISTRADA

Aos Acionistas e ao Conselho de Administração da
CIA. Energética de Minas Gerais - CEMIG

Opinião sobre o Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros

Examinamos o controle interno da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG sobre os relatórios financeiros de 31 de dezembro de 2018, com base nos critérios estabelecidos no Arcabouço Integrado de Controle Interno - emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) ("framework" 2013) (os critérios do COSO). Em nossa opinião, devido ao efeito da fraqueza material descrita abaixo referentes ao atingimento dos objetivos dos critérios de controle, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a Companhia) não manteve controle interno efetivo sobre a prestação de informações financeiras de 31 de dezembro de 2018, nos termos dos critérios do COSO.

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou a combinação de deficiências, no controle interno sobre os relatórios financeiros, de modo que há uma possibilidade razoável de que uma distorção material nas demonstrações financeiras anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil. A seguinte fraqueza material foi identificada e incluída na avaliação da administração. A administração identificou uma fraqueza material relacionada à falta de identificação, planejamento e execução de controles relevantes sobre os processos de prestação de informações comerciais e financeiras visando cumprir integralmente as exigências dos critérios do COSO.

Conforme indicado no Relatório Anual da Administração referente ao Controle Interno sobre a Prestação de Informações Financeiras, anexo, a avaliação e conclusão da administração em relação à eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros não incluiu os controles internos da Light S.A., que estão incluídos nas Demonstrações Financeiras Consolidadas de 2018 da Companhia a qual constituía 29,85% e 21,26% do patrimônio líquido e total, respectivamente, em 31 de dezembro de 2018; e 3,39% do lucro líquido do exercício findo. Nossa auditoria do controle interno sobre a

prestação de informações financeiras da Companhia também não incluiu uma avaliação do controle interno sobre relatórios financeiros da Light S.A.

Também auditamos, de acordo com as normas do Conselho de Supervisão Contábil da Empresa Pública (Estados Unidos) (PCAOB), a demonstração consolidada da posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 2017, as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado, lucro abrangente, mudanças no patrimônio líquido e fluxos de caixa para cada um dos dois anos no período findo em 31 de dezembro de 2018 e as notas relacionadas. Essa fraqueza material foi considerada na averiguação da natureza, das datas e durações e da extensão dos testes de auditoria aplicados em nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas de 2018, e este relatório não afeta nosso relatório datado de 15 de maio de 2019, que expressou sua opinião sem ressalvas.

Base para Opinião

A administração da Companhia é responsável por manter um controle interno eficaz sobre a prestação de informações financeiras e por avaliar a eficácia do controle interno sobre informações financeiras incluídas no Relatório Anual da Administração sobre Controle Interno de Relatórios Financeiros. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre o controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras com base em nossa auditoria. Somos uma firma de auditoria registrada no PCAOB e somos obrigados a ser independentes em relação à Companhia de acordo com as leis federais de valores mobiliários dos EUA e com as regras e regulamentações aplicáveis da Securities and Exchange Commission e do PCAOB.

Conduzimos nossa auditoria de acordo com as normas do PCAOB. Essas normas exigem que planejemos e executemos a auditoria de forma a obter uma garantia razoável sobre ter sido mantido um controle interno eficaz sobre a prestação de informações financeiras em todos os aspectos relevantes.

Nossa auditoria incluiu a obtenção de um entendimento do controle interno sobre a prestação de informações financeiras, a avaliação do risco de que existe uma fraqueza relevante, o teste e a avaliação do projeto e da eficácia operacional do controle interno com base no risco avaliado e a realização de outros procedimentos que considerarmos necessários nessas circunstâncias. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Definição e Limitações do Controle Interno de Relatórios Financeiros

O controle interno de relatórios financeiros de uma empresa é um processo projetado para proporcionar garantia razoável no que se refere à confiabilidade dos relatórios financeiros e à elaboração das demonstrações financeiras para fins externos, de acordo com os princípios contábeis amplamente aceitos. O controle interno de relatórios financeiros de uma empresa inclui as políticas e procedimentos que (1) dizem respeito à manutenção de registros que, em nível razoável de detalhamento, refletem de forma precisa e justa as transações e disposições dos ativos da companhia; (2) proporcionam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações contábeis da forma necessária para possibilitar a elaboração de demonstrações financeiras em conformidade com os princípios contábeis amplamente aceitos, e que os recebimentos e gastos da companhia estão sendo efetuados somente com autorizações da administração e diretores da companhia; e (3) proporcionam uma garantia razoável no que se refere à prevenção ou detecção em tempo hábil no caso de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da companhia que possam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não evitar ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles se tornem inadequados devido a mudanças nas condições ou que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

/s/ Ernst & Young Auditores Independentes S.S.

Belo Horizonte, Brasil
15 de maio de 2019

(e) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, fizemos certas alterações em nosso controle interno sobre prestação de informações financeiras, a fim de fazer frente à fraqueza material relacionada à ineficácia de nosso ambiente de controles gerais de TI (ITGC), que foi identificada e relatada em nosso Formulário 20-F de 2017 e eliminamos tal fraqueza material.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Embora tenhamos estabelecido um comitê de auditoria em 11 de junho de 2018 em conformidade com a Lei das Estatais do Brasil, continuamos a manter um Conselho Fiscal que opera como um 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 podem optar em não ter um Comitê de Auditoria separado, formado por membros independentes, desde que possuam um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, as quais 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. O especialista financeiro do nosso Conselho Fiscal é Cláudio Morais Machado.

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 Financeiro e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros, membros do Conselho Fiscal e demais diretores e funcionários. Em 2019, fizemos pequenos ajustes em nosso código de ética para cumprir a Lei Brasileira nº 13.303, a qual foi protocolada na SEC como um anexo a este Formulário 20-F e está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de cinco dias úteis, contados da alteração ou dispensa, no mesmo endereço eletrônico.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

A Ernst & Young Auditores Independentes atuou como nossa firma independente de contabilidade nos exercícios fiscais findos em 31 de dezembro de 2017 e 2018 e a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes atuou como nossa firma de contabilidade independente no exercício findo em 31 de dezembro de 2016.
As taxas pelos serviços profissionais prestados pelos nossos auditores independentes em cada um dos três últimos exercícios sociais, em cada uma das seguintes categorias são:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2018	**2017**	**2016**
	(milhares de reais)		
Honorários de auditoria	8.111	6.053	1.570
Honorários por serviços relacionados à auditoria	4.232	845	-
Honorários fiscais	767	758	82
Total de honorários	**13.110**	**7.656**	**1.652**

Os honorários divulgados em 2018 incluem honorários relacionados a serviços profissionais prestados pela Ernst & Young Auditores Independentes para a Light S.A. no montante de R$ 5.207 mil.

Os honorários de auditoria incluem a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e controle interno sobre relatórios financeiros, as revisões trimestrais de nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas, as revisões legais das nossas subsidiárias e certas auditorias regulatórias.

Honorários relacionados à auditoria incluem serviços relacionados à emissão de carta de conforto em conexão com nossa oferta de Eurobonds.
Honorários fiscais referem-se a determinados serviços de conformidade fiscal.

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 dele. 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. Todas as taxas mencionadas acima foram pré-aprovadas pelo Conselho de Administração e pelo Conselho Fiscal.

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 NYSE estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a um conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com as regras da NYSE, somos obrigados a: (i) ter um Comitê de Auditoria ou um Conselho Fiscal, de acordo com uma isenção aplicável disponível para emissores privados estrangeiros, que atenda a certos requisitos, (ii) fornecer via nosso Diretor-Presidente uma declaração imediata de qualquer descumprimento significativo de quaisquer normas de governança corporativa, e (iii) fornecer uma breve descrição das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e a prática de governança corporativa da NYSE que devem ser seguidas pelas companhias listadas nos EUA. A discussão das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e as exigidas das empresas listadas nos EUA segue abaixo.

Para maiores informações sobre nossas práticas de governança, veja Item 9. A Oferta e a Listagem Mercado de Negociação – Negociação na B3.

Seção	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 são obrigadas a cumprir esta exigência.	Nos termos da Seção 303A das normas da NYSE, “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 é detido pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG.

Seção	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.03	Os conselheiros não encarregados da administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados da 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 e composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não é 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 são obrigadas a cumprir esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não é obrigada a cumprir a 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 *Securities Exchange Act* 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 na lei brasileira. 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	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em todos os planos de remuneração de ações e revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, é necessária a pré-aprovação dos acionistas para a adoção de planos de remuneração de ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem determinados assuntos mínimos especificados.	A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da B3, e por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Além disso, 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 empresas listadas deve atestar à NYSE a cada ano que não está ciente de qualquer violação por parte das normas dos padrões de governança corporativa da NYSE.	O Diretor Presidente da CEMIG notificará prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo da CEMIG ter conhecimento de qualquer descumprimento material com quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Informações sobre Segurança Minerária

Não aplicável.

Item 17. Demonstrações Financeiras

Veja o "Item 18. Demonstrações Financeiras".

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-163 do presente relatório anual.

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

- Demonstração da Situação Financeira Consolidada Auditada nos dias 31 de dezembro de 2018 e 2017;
- Demonstração Consolidada dos Resultados Auditados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016;
- Demonstração Consolidada do Resultado Abrangente, Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

- Relatório da Ernst & Young Auditores Independentes em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e para cada um dos dois exercícios findos em 31 de dezembro de 2018;

- Relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016;
- Relatório do Auditor Independente (Pricewaterhouse Coopers) da Madeira Energia S.A. - MESA em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e para cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2018;
- Relatório do Auditor Independente (Pricewaterhouse Coopers) da Norte Energia S.A. - NESA de 31 de dezembro de 2017 e 2016 e para cada um dos dois exercícios findos em 31 de dezembro de 2017;

Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

Anexo Número	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 25 de março de 2019.
2,1	Segunda Emenda e Consolidação do Contrato de Depósito, datado em 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 evidenciados 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 (Processo nº 333-13826)).
2,2	Acordo de Acionistas, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
2,3	Emenda nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado em 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 Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Processo nº 333-143636)).
2,4	Contrato de Depósito, datado em 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 (Processo nº 333- 142654)).
2,5	O montante total de títulos de dívida de longo prazo da CEMIG e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias de instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Comissão de Valores Mobiliários (U.S. Securities and Exchange Comission), mediante solicitação.
2,6	Escritura, datada de 5 de dezembro de 2017, entre a CEMIG Geração e Transmissão S.A., como emissora, Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, como garantidora de notas, e o Bank of New York Mellon como agente fiduciário, agente pagador, transferidor e registrador e o Bank of NewYork Mellon SA / NV, Sucursal do Luxemburgo, como Agente Pagador do Luxemburgo, Agente de Transferência do Luxemburgo e Agente de Listagem do Luxemburgo.
4,1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,3	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,4	Terceira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,6	Primeira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4,7	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,9	Primeira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4,10	Segunda Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,11	Terceira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,12	Quarta Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada em 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 (Processo 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 em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,14	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 24 de agosto de 2006, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,15	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 17 de abril de 2007, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,16	Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datada em 19 de dezembro de 2007, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,17	Contrato de Compra e Venda de Ações, datado em 23 de abril de 2009, entre a CEMIG GT e 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 (Processo nº 1-15224)).
4,18	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,19	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,20	Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,21	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado em 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE -. Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado em 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,23	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada em 3 de março de 2010, firmada entre CEMIG GT 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 (Processo nº 1.15224)).

Anexo Número	Documento
4,24	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre TAESA e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datado em 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,25	Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light e Renova, datado em 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 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, datado em 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 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 em 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,28	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais, datado em 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,29	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária, datada em 13 de março de 2012, entre CEMIG GT, 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 (Processo nº 1-15224)).
4,30	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Sistema de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da CEMIG D, datado em 19 de março de 2012. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
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 3° Emissão da CEMIG GT, datado em 12 de março de 2012. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4,32	Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a CEMIG, CEMIG GT e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A, datado em 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 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., por intermédio da Comercial Agrícola Paineiras LTDA. ("Paineiras") e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA. ("Epícares"), datado em 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4,34	Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a CEMIG, datado em 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4,35	Quinta Emenda aos Contratos de Concessão n° 002/1997 – DNAEE, 003/1997 – DNAEE, 004/1997 – DNAEE e 005/1997 – DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federativa do Brasil e nós, relacionados ao serviço de distribuição de energia (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 14 de novembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
4,36	Fragmentos dos contratos de concessão de Geração de Energia nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre o Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.
8	Relação de Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 de nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Processo nº 1-15224)).
11	Código de Ética.

Anexo Número	Documento
12,1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
12,2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
13,1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
13,2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.

101.INS *XBRL* Instance Document* (Coleção de Fatos referidos no relatório XRBL)
101.SCH *XBRL Taxonomy Extension Schema Document* (Estrutura geral da Extensão para Taxonomia XBRL)
101.CAL *XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document*
(Documento de links entre conceitos referidos nos cálculos da Estrutura de Extensão)
101.DEF *XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document*
(– Especifica relações entre definições usadas nestes conceitos)
101.LAB *XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document*
(Lista de strings legíveis para os conceitos)
101.PRE *XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document*
(Lista de relações entre conceitos para ajudar em fazer apresentações dos resultados)

* XRBL = *Extensible Business Reporting Language* – Linguagem Extensível para Relatórios de Negócios.

ASSINATURAS

O registrador 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/ Cledorvino Belini
Nome: Cledorvino Belini
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 15 de maio de 2019

ASSINATURAS

O registrador 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: Maurício Fernandes Leonardo Júnior

Maurício Fernandes Leonardo Júnior
Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 15 de maio de 2019

Índice Anexo

Anexo Número	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 25 de março de 2019.
2,1	Segunda Emenda e Consolidação do Contrato de Depósito, datado em 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 evidenciados 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 (Processo nº 333-13826)).
2,2	Acordo de Acionistas, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
2,3	Emenda nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado em 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstrados por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Processo nº 333-143636)).
2,4	Contrato de Depósito, datado em 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 (Processo nº 333- 142654)).
2,5	O montante total de títulos de dívida de longo prazo da CEMIG e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias de
2,6	instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Comissão de Valores Mobiliários (U.S. Securities and Exchange Comission), mediante solicitação.
	Escritura, datada de 5 de dezembro de 2017, entre a CEMIG Geração e Transmissão S.A., como emissora, Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, como garantidora de notas, e o Bank of New York Mellon como agente fiduciário, agente pagador, transferidor e registrador e o Bank of NewYork Mellon SA / NV, Sucursal do Luxemburgo, como Agente Pagador do Luxemburgo, Agente de Transferência do Luxemburgo e Agente de Listagem do Luxemburgo.
4,1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,3	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,4	Terceira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,6	Primeira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,7	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4,8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,9	Primeira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,10	Segunda Emenda 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 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4,11	Terceira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,12	Quarta Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada em 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 (Processo 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 em 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 (Processo nº 1-15224)).
4,14	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 24 de agosto de 2006, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,15	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 17 de abril de 2007, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,16	Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datada em 19 de dezembro de 2007, entre a CEMIG D 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 (Processo nº 1-15224)).
4,17	Contrato de Compra e Venda de Ações, datado em 23 de abril de 2009, entre a CEMIG GT e 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 (Processo nº 1-15224)).
4,18	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,19	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,20	Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, datado 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 (Processo nº 1-15224)).
4,21	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, 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 (Processo nº 1-15224)).
4,22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., Abengoa Construção Brasil Ltda., Nordeste Transmissora de Energia S.A., ou NTE 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 (Processo nº 1-15224)).
4,23	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada em 3 de março de 2010, firmada entre CEMIG GT 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 (Processo nº 1.15224)).
4,24	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a TAESA e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datado de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,25	Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light e Renova, datado em 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
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, datado em 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 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 em 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,28	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais, datado em 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4,29	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária, datada em 13 de março de 2012, entre CEMIG GT, 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 (Processo nº 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 3° Emissão da CEMIG D, datado em 19 de março de 2012. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
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 3° Emissão da CEMIG GT, datado de 12 de março de 2012.
4,32	Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a CEMIG, CEMIG GT e a TAESA datado em 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 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., por intermédio da Comercial Agrícola Paineiras LTDA. ("Paineiras") e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA. ("Epícares"), datado em 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4,34	Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a CEMIG, datado em 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4,35	Quinta Emenda aos Contratos de Concessão n° 002/1997 – DNAEE, 003/1997 – DNAEE, 004/1997 – DNAEE e 005/1997 – DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federativa do Brasil e nós, relacionados ao serviço de distribuição de energia (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 14 de novembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
4,36	Fragmentos dos contratos de concessão de Geração de Energia nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre o Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.
8	Relação de Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 de nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Processo nº 1-15224)).
11	Código de Ética.
12,1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
12,2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
13,1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.
13,2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 15 de maio de 2019.

101.INS	XBRL Instance Document
101.SCH	XBRL Taxonomy Extension Schema Document
101.CAL	XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document
101.DEF	XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document
101.LAB	XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document
101.PRE	XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document

Anexo 12.1

ATESTADO

I, Cledorvino Belini, certifica que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG, seguindo o Formulário 20-F;

2. Conforme meu entendimento, este relatório não contém nenhuma declaração inverídica relativa a qualquer fato de relevância, nem omite a declaração de qualquer fato de relevância que seja necessário para garantir que as declarações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais tais declarações foram emitidas, não sejam enganosas com respeito ao período coberto por este relatório;

3 Conforme meu entendimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste relatório, representam justamente, sob todos os aspectos relevantes, a condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa da empresa em e para os períodos apresentados neste relatório;

4. Os outros administradores declarantes da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de divulgação de informação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Decreto de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) e controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f)) para a Companhia, e declaramos ter:

   a. formulado tais controles e procedimentos de divulgação de informações, ou ter supervisionado a formulação deles, para assegurar que as informações relevantes relacionadas à empresa, incluindo suas subsidiárias consolidadas, nos sejam repassadas por outros nessas entidades, especialmente durante o período para o qual este relatório está sendo preparado;

   b. elaboramos tais controles internos sobre demonstrações financeiras, ou causado esses controles internos sobre a preparação dos relatórios financeiros a serem criados sob nossa supervisão, de tal forma a proporcionar segurança em relação à confiabilidade das demonstrações financeiras e sobre a preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

   c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia desses controles e procedimentos de divulgação de informações, no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

   d. apresentamos neste relatório toda e qualquer mudança no controle interno da empresa sobre relatórios financeiros que tenha ocorrido durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha uma probabilidade razoável de afetar, o controle interno da empresa sobre relatórios financeiros; e

5. O outro diretor declarante da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa avaliação mais recente de controle interno sobre relatórios financeiros, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria dos Conselheiros da Companhia (ou às pessoas desempenhando funções equivalentes):

   a. todas as deficiências significativas e problemas relevantes no desenvolvimento ou operação 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 colaboradores que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Nome: Cledorvino Belini
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 15 de maio de 2019

Anexo 12.2

ATESTADO

Eu, Maurício Fernandes Leonardo Júnior, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG, seguindo o Formulário 20-F;

2. Conforme meu entendimento, este relatório não contém nenhuma declaração inverídica relativa a qualquer fato de relevância, nem omite a declaração de qualquer fato de relevância que seja necessário para garantir que as declarações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais tais declarações foram emitidas, não sejam enganosas com respeito ao período coberto por este relatório;

3 Conforme meu entendimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste relatório, representam justamente, sob todos os aspectos relevantes, a condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa da empresa em e para os períodos apresentados neste relatório;

4. Os outros administradores declarantes da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de divulgação de informação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Decreto de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) e controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f)) para a Companhia, e declaramos ter:

   a. formulado tais controles e procedimentos de divulgação de informações, ou ter supervisionado a formulação deles, para assegurar que as informações relevantes relacionadas à empresa, incluindo suas subsidiárias consolidadas, nos sejam repassadas por outros nessas entidades, especialmente durante o período para o qual este relatório está sendo preparado;

   b. elaboramos tais controles internos sobre demonstrações financeiras, ou causado esses controles internos sobre a preparação dos relatórios financeiros a serem criados sob nossa supervisão, de tal forma a proporcionar segurança em relação à confiabilidade das demonstrações financeiras e sobre a preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

   c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia desses controles e procedimentos de divulgação de informações, no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

   d. apresentamos neste relatório toda e qualquer mudança no controle interno da empresa sobre relatórios financeiros que tenha ocorrido durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha uma probabilidade razoável de afetar, o controle interno da empresa sobre relatórios financeiros; e

5. O outro diretor declarante da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa avaliação mais recente de controle interno sobre relatórios financeiros, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria dos Conselheiros da Companhia (ou às pessoas desempenhando funções equivalentes):

   a. todas as deficiências significativas e problemas relevantes no desenvolvimento ou operação 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 colaboradores que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Maurício Fernandes Leonardo Júnior

Nome: Maurício Fernandes Leonardo Júnior
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 15 de maio de 2019

Anexo 13.1

CERTIFICADO NOS TERMOS DO CAPÍTULO 18 DO U.S.C. ARTIGO 1350, CONFORME PROMULGADA PELO ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002

Em relação ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais, ou CEMIG (a "Companhia"), referente ao ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2018, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Comission*) na data de assinatura deste documento (o "Relatório"), eu, Cledorvino Belini**,** Diretor-Presidente da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, como adotada em conformidade com o Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley, de 2002, até o limite do meu conhecimento:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários (U.S. 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: **/s/ Cledorvino Belini**

Nome: Cledorvino Belini
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 15 de maio de 2019

Anexo 13.2

CERTIFICADO NOS TERMOS DO CAPÍTULO 18 DO U.S.C. ARTIGO 1350, CONFORME PROMULGADA PELO ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002

Em relação ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais, ou CEMIG (a "Companhia"), referente ao ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2018, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Comission*) na data de assinatura deste documento (o "Relatório"), eu, Maurício Fernandes Leonardo Júnior**,** Diretor de Finanças e Relações com Investidores da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, como adotada em conformidade com o Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley, de 2002, até o limite do meu conhecimento:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários (U.S. 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: **Maurício Fernandes Leonardo Júnior**

Nome: Maurício Fernandes Leonardo Júnior
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 15 de maio de 2019