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 2019

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, 30190-131 Belo Horizonte, MG, Brasil

(Endereço da sede)

Leonardo George Magalhães

Diretor de Finanças e Relações com Investidores

ri@cemig.com.br – +55 (31) 3506-5024

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

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

Título de cada classe:	Símbolo de negociação	Nome da bolsa de valores onde está registrado:
Ações Preferenciais, valor nominal de R$5,00	CIG	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas, cada uma representando 1 Ação Preferencial, sem valor nominal		Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Ordinárias, valor nominal de R$5,00	CIG.C	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas, cada uma representando 1 Ação Ordinária, sem valor nominal		Bolsa de Valores de Nova Iorque

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

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 de considerável experiência, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários (*Securities Act*).

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 (*Securities Exchange Act*) 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 (*Exchange Act*). (Marcar apenas um):

Large accelerated filer ☒ Accelerated filer ☐ Non accelerated filer ☐ Empresa Emergente em Crescimento ☐

Na hipótese de ser uma empresa emergente em crescimento, que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com as normas 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 *Exchange Act*. ☐

* 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 sua 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 √ se o requerente é uma *shell company*, conforme definido na regra 12b-2 da Lei da *Exchange Act*.

Sim ☐ Não ☒

ÍNDICE

Procedimento com base na instrução da SEC dos EUA relativa à pandemia de Covid-19 4

PARTE I 7

Item 1. Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores 7

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto 7

Item 3. Informações Relevantes 7

Item 4. Informações sobre a Companhia 54

Item 4A. Comentários de funcionários não resolvidos 114

Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras 114

Item 6. Diretores, gerentes seniores e funcionários 164

Item 7. Principais acionistas e transações com partes relacionadas 175

Item 8. Informações financeiras 179

Item 9. Detalhes sobre a oferta e listagem de ações 190

Item 10. Informações adicionais 200

Item 11. Divulgações quantitativas e qualitativas sobre riscos de mercado 217

Item 12. Descrição de outros títulos de participação 220

PARTE II 222

Item 13. Inadimplência, dividendos em atraso e mora 222

Item 14. Alterações relevantes dos direitos de detentores de valores mobiliários 222

Item 15. Controles e procedimentos 222

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria 227

Item 16B. Código de Ética 227

Item 16C. Principais honorários e serviços de contadores 227

Item 16D. Isenções das Normas de Listagem para os comitês de auditoria 228

Item 16E. Aquisição de valores mobiliários pela emissora e por adquirentes afiliados 228

Item 16F. Alteração de contador certificado 228

Item 16G. Governança corporativa 228

Item 16H. Informações sobre segurança minerária 230

Item 17. Demonstrações financeiras 230

Item 18. Demonstrações financeiras 230

Item 19. Anexos 231

Procedimento com base na instrução da SEC dos EUA relativa à pandemia de Covid-19

Em 4 de março de 2020, a Comissão de Valores Mobiliários dos EUA (a *Securities and Exchange Commission* ou SEC) emitiu uma ordem em conformidade com a Seção 36 (Release No. 34-88318) do *Securities Exchange Act* de 1934, e alterações (o 'Exchange Act'), concedendo isenções a disposições especificadas e a certas regras do Exchange Act. Em 25 de março de 2020, a ordem foi modificada e substituída por uma nova ordem da SEC (Release No. 34-88465), concedendo um abrandamento condicional para empresas públicas que não conseguem cumprir dentro dos devidos prazos suas obrigações de prestação de informações em decorrência do novo coronavírus ('Covid-19') (a 'Ordem da SEC'). A Ordem da SEC estabelece que um requerente sujeito aos requisitos de prestação de informações conforme a Seção 13(a) ou 15(d) do Exchange Act e qualquer pessoa obrigada a fazer quaisquer registros referentes a esse requerente está isenta de qualquer exigência de protocolamento ou de fornecer materiais à Comissão nos termos do Exchange Act, seções 13(a), 13(f), 13(g), 14(a), 14(c), 14(f), 15(d); Regulamento 13A; Regulamento 13D-G (exceto as disposições que determinam o protocolamento do Anexo 13D ou emendas ao Anexo 13D), 14A, 14C e 15D e as Regras 13f-1 e 14f-1 do Exchange Act, conforme aplicável, desde que sejam satisfeitas determinadas condições.

Conforme estabelecido em seu formulário 6-k protocolado junto à SEC em 28 de abril de 2020 (arquivo nº: 001-15224), a Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig (a 'Companhia') se baseou na Ordem da SEC para postergar o protocolamento do Formulário 20-F do seu Relatório Anual referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (o 'Relatório') devido às circunstâncias relacionadas à Covid-19. Em particular, a Covid-19 causou graves interrupções em viagens e transportes e limitações no acesso às instalações da Empresa, resultando em apoio limitado por parte dos funcionários. Isso, por sua vez, atrasou a capacidade da empresa de concluir sua revisão anual e preparar o Relatório.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A **Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade de capital misto controlada pelo estado (*sociedade por ações, de economia mista*), organizada segundo as leis da República Federativa do Brasil ('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 ao 'real", 'reais' ou 'R$' são ao *real* brasileiro (singular) e aos *reais* brasileiro (plural), a moeda oficial do Brasil. As referências a 'dólares americanos', 'dólares' ou 'US$" são para dólares americanos.

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 2019 e 2018, e a correspondente demonstração do resultado e de lucros abrangentes, variações nos fluxos de caixa e no capital acionário relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB.

Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ('EY') auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas para o ano findo em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017. As demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. para os anos de 2019, 2018 e 2017 foram auditadas pela PriceWaterhouseCoopers Auditores independentes ('PwC'). Os relatórios relacionados com essas demonstrações financeiras foram apresentados à EY e constituem a base única para o parecer da EY sobre as demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A., que é um investimento da empresa contabilizados pelo 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$4,0190 para US$1,00, como certificada para fins alfandegários pelo Banco Central dos EUA (*US Federal Reserve*) para a data de 31 de dezembro de 2019. 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 neste relatório anual sobre a nossa posição no mercado são, salvo indicação em contrário, apresentadas para o ano encerrado em 31 de Dezembro de 2019. São baseadas em, ou derivadas de relatórios emitidos pela agência reguladora brasileira para o setor de eletricidade – Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ('CCEE').

Certos termos são definidos na ocasião 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-horas, respectivamente; as referências a 'MW' e 'MWh' constituem referência a megawatts e megawatt-horas, respectivamente, e as referências a 'kW' e 'kWh' constituem referência a quilowatts e quilowatts-horas, respectivamente.

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

- a conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente no Brasil, no Estado de Minas Gerais ('Minas Gerais'), bem como em outros estados do Brasil;
- inflação e variações no câmbio e em taxa de juros;
- aumento dos custos dos projetos, e atrasos, ou falta de conclusão bem sucedida, de projetos;
- falha das instalações operarem ou gerarem receitas de acordo com as nossas expectativas;
- 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 futuro e planos de financiamento;
- nosso nível, ou perfil de vencimento, de endividamento;
- nossa capacidade de cumprir com *covenants* financeiros;
- a probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- nossos planos de investimentos de capital;
- nossa capacidade de implementar nosso programa de desinvestimento;
- falha de, ou ataques à, nossa infraestrutura e/ou sistemas operacional e/ou de segurança;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente de não renová-las;
- 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;
- alterações das chuvas e níveis de água 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;
- a duração e a gravidade do recente surto de coronavírus (Covid-19) e seus impactos sobre nossos negócios; e
- outros fatores de risco apresentados no 'Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco'.

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 2019, fomos obrigados a adotar o IFRS 16 – Arrendamento mercantil.

A IFRS 16 introduziu princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um modelo único de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros. Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece um passivo para efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamento) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto do arrendamento durante o prazo de sua vigência (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente: (i) as despesas de juros sobre a responsabilidade de arrendamento; e (ii) as despesas de depreciação ou amortização do ativo do direito de uso. Nossas demonstrações financeiras para o ano findo em 31 de dezembro de 2019 refletem a adoção da norma IFRS 16.

Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar esta norma; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações financeiras a partir dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017, 2016 e 2015 para a adoção da Norma IFRS 16. Sendo assim, nas nossas demonstrações financeiras para o ano findo em 31 de dezembro de 2019, e as nossas demonstrações financeiras para os períodos comparados não são diretamente comparáveis do ponto de vista daquela norma.

Para obter mais informações sobre a adoção de IFRS 16 e seus efeitos em nossas demonstrações financeiras, favor consultar a nota 2.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluída no Item 18 – *Demonstrações financeiras*.

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 as normas IFRS 9 e 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* (redução ao valor recuperável) 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 2019 e 2018 refletem a adoção das normas IFRS 9 e IFRS 15. Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações financeiras para os anos de 2017, 2016, 2015 e 2015 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 2019 e 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 de IFRS

9 e IFRS 15, favor consultar a Nota 2.6 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 2019 e de 2018, e referentes a cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, de 2018 e de 2017, 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$4,0190 por US$1,00, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2019. 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 2017, 2016 e 2015 e para cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 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,	**2019**	**2019 (5)**	**2018 (4)**	**2017**	**2016**	**2015**
	(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	5.985	24.052	21.882	20.438	20.458	20.319
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	716	2.876	2.990	3.263	2.972	2.207
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A), e de Outros Componentes Financeiros	14	58	1.973	988	(1.455)	1.704
Receita de uso da rede de distribuição de energia (TUSD)	677	2.722	2.045	1.611	1.705	1.465
Receita de concessão de transmissão	125	504	411	371	312	261
Receita de indenização de transmissão	39	156	250	373	751	101
Receita de indenização de geração	-	-	55	272	-	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	4	18	-	9	8	576
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	79	318	321	317	300	—
Receita de construção	299	1.200	898	1.119	1.193	1.252
Transações de energia na CCEE	107	432	217	860	161	2.425
Fornecimento de gás	572	2.298	1.995	1.759	1.444	1.667
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(14)	(58)	(44)	-	-	-
Recuperação de créditos dos impostos PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	355	1.428	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	428	1.722	1.585	1.483	1.421	1.440
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(3.069)	(12.336)	(12.312)	(11.151)	(10.497)	(11.549)
Total das receitas operacionais líquidas	**6.317**	**25.390**	**22.266**	**21.712**	**18.773**	**21.868**
Custos e despesas operacionais						
Energia comprada para revenda	(2.808)	(11.286)	(11.084)	(10.919)	(8.273)	(9.542)

Exercício findo em 31 de dezembro,	2019	2019 (5)	2018 (4)	2017	2016	2015
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(355)	(1.426)	(1.479)	(1.174)	(947)	(999)
Depreciação e amortização	(238)	(958)	(835)	(850)	(834)	(835)
Pessoal	(316)	(1.272)	(1.410)	(1.627)	(1.643)	(1.435)
Gás comprado para revenda	(357)	(1.436)	(1.238)	(1.071)	(877)	(1.051)
Serviços terceirizados	(308)	(1.239)	(1.087)	(974)	(867)	(899)
Obrigações pós-emprego	(102)	(408)	(337)	229	(345)	(156)
Materiais	(23)	(91)	(104)	(61)	(58)	(154)
Provisões (reversões) operacionais	(597)	(2.401)	(467)	(854)	(704)	(1.402)
Participação dos funcionários e administradores nos lucros	(65)	(263)	(77)	(5)	(7)	(137)
Custos de construção de infraestrutura	(299)	(1.200)	(897)	(1.119)	(1.193)	(1.252)
Outras despesas operacionais, líquidas	(124)	(499)	(405)	(393)	(155)	(426)
Total das despesas e custos operacionais	**(5.593)**	**(22.479)**	**(19.420)**	**(18.818)**	**(15.903)**	**(18.288)**
Resultado de equivalência patrimonial, líquido - coligadas e *joint ventures*	31	125	(104)	(252)	(302)	393
Dividendos declarados por investida classificada como mantida para venda	18	73	-	-	-	-
Remensuração de participação previamente detida em subsidiárias adquiridas	-	-	(119)	-	-	-
Perda por redução ao valor recuperável em investimentos	-	-	(127)	-	(763)	-
Receita de valor justo em operação acionária	-	-	-	-	-	729
Resultado operacional antes do resultado financeiro e impostos	**774**	**3.109**	**2.496**	**2.642**	**1.805**	**4.702**
Receita (despesas) financeira, líquida	338	1.360	(518)	(996)	(1.437)	(1.340)
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL)	**1.112**	**4.469**	**1.978**	**1.646**	**368**	**3.362**
Despesa de Imposto de Renda	(389)	(1.565)	(599)	(644)	(34)	(893)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade	**723**	**2.904**	**1.379**	**1.002**	**334**	**2.469**
Lucro líquido após impostos proveniente de operações descontinuadas	56	224	363	-	-	-
Lucro líquido do ano	**778**	**3.128**	**1.742**	**1.002**	**334**	**2.469**
Participação de acionista não controlador						
Participação de acionista não controlador proveniente de operações em continuidade	-	(1)	(1)	(1)	-	-
Participações de não controladores proveniente de operações descontinuadas	-	-	(41)	-	-	-
Lucro líquido do ano atribuído aos acionistas da controladora	**778**	**3.127**	**1.700**	**1.001**	**334**	**2.469**
Lucro líquido do ano	**778**	**3.128**	**1.742**	**1.002**	**334**	**2.469**
Outros lucros (prejuízos) abrangentes	(263)	(1.055)	(463)	(302)	(553)	(307)
Resultados abrangentes do ano	**516**	**2.073**	**1.279**	**700**	**(219)**	**2.162**
Lucro básico:						
Por ação ordinária	0,53	2,14	1,17	0,37	0,10	1,96
Por ação preferencial	0,53	2,14	1,17	0,84	0,35	1,96
Por ADS de ação ordinária	0,53	2,14	1,17	0,37	0,10	1,96
Por ADS de ação preferencial	0,53	2,14	1,17	0,84	0,35	1,96
Lucro diluído:						
Por ação ordinária	0,53	2,14	1,17	0,37	0,07	1,96

Exercício findo em 31 de dezembro,	2019	2019 (5)	2018 (4)	2017	2016	2015
Por ação preferencial	0,53	2,14	1,17	0,84	0,32	1,96
Por ADS de ação ordinária	0,53	2,14	1,17	0,37	0,07	1,96
Por ADS de ação preferencial	0,53	2,14	1,17	0,84	0,32	1,96

Dados do Balanço Patrimonial

Exercício findo em 31 de dezembro,	2019	2019	2018 (4)	2017	2016	2015
	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	313	1.258	19.446	-	-	-
Outros ativos circulantes	2.210	8.880	8.350	8.537	8.285	9.377
Total do ativo circulante	**2.522**	**10.138**	**27.796**	**8.537**	**8.285**	**9.377**
Ativo imobilizado, líquido	610	2.450	2.662	2.762	3.775	3.940
Ativo intangível	2.892	11.624	10.777	11.156	10.820	10.275
Ativos financeiros da concessão	1.207	4.851	4.927	6.605	4.971	2.660
Outros ativos	5.191	20.863	13.693	13.180	14.185	14.605
Total do ativo	**12.422**	**49.926**	**59.855**	**42.240**	**42.036**	**40.857**
Passivo						
Financiamentos e debêntures circulantes	683	2.747	2.198	2.371	4.837	6.300
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	-	-	16.272	-	-	-
Outros passivos circulantes	1.285	5.166	4.924	6.292	6.610	6.774
Total passivo circulante	**1.968**	**7.913**	**23.394**	**8.663**	**11.447**	**13.074**
Financiamentos e debêntures não circulantes	2.993	12.030	12.574	12.027	10.342	8.866
Obrigações pós-emprego não circulantes	1.598	6.421	4.736	3.954	4.043	3.086
Outros passivos não circulantes	1.908	7.671	3.212	3.266	3.270	2.843
Total do passivo de longo prazo	**6.499**	**26.122**	**20.522**	**19.247**	**17.655**	**14.795**
Capital social	1.815	7.294	7.294	6.294	6.294	6.294
Reserva de capital	560	2.250	2.250	1.925	1.925	1.925
Reserva de lucros	2.177	8.750	6.362	5.729	5.200	4.663
Ajustes de avaliação patrimonial	(599)	(2.407)	(1.327)	(837)	(489)	102
Subscrição de ações a capitalizar	-	-	-	1.215	-	-
Patrimônio atribuível a participação não controladora	1	4	1.360	4	4	4
Total do patrimônio líquido	**3.954**	**15.891**	**15.939**	**14.330**	**12.934**	**12.988**
Total do passivo e capital social	**12.422**	**49.926**	**59.855**	**42.240**	**42.036**	**40.857**

Outros dados

	2019	2018	2017	2016	2015
Ações em circulação – básico:					
Ordinárias (3)	487.614.144	487.614.144	487.614.144	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3)	970.577.739	970.577.739	970.577.739	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação:					
Ordinárias	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,03	-	R$ 0,50
Preferenciais	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50
Dividendos por ADS ordinária	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,03	-	R$ 0,50
Dividendos por ADS preferencial	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50
Dividendos por ação (2)					
Ordinárias	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,01	-	US$ 0,13
Preferenciais	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13
Dividendos por ADS (2) ordinária	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,01	-	US$ 0,13
Dividendos por ADS (2) preferencial	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13
Ações em circulação – diluído:					
Ordinárias (3)	487.614.144	487.614.144	487.614.144	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3)	970.577.739	970.577.739	970.577.739	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação – diluído:					
Ordinárias	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,03	-	R$ 0,50
Preferenciais	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50
Dividendos por ADS ordinária – diluído	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,03	-	R$ 0,50
Dividendos por ADS preferencial – diluído	R$ 0,52	R$ 0,59	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,50
Dividendos por ação diluída: (2)					
Ordinárias	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,01	-	US$ 0,13
Preferenciais	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13
Dividendos por ADS ordinária – diluído (2)	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,01	-	US$ 0,13
Dividendos por ADS preferencial – diluído (2)	US$ 0,13	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,15	US$ 0,13

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1 para R$4,0190 em 31 de dezembro de 2019. 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 por meio de aumento de capital. Consulte 'Item 4. Informações sobre a Empresa'.

(4) A partir de 1 de janeiro 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 e 2015.

(5) A partir de 1 de janeiro de 2019, adotamos a norma IFRS 16. 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 2018, 2017, 2016 e 2015.

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 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 nos impedir de efetuar pagamentos 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 as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações veja a seção 'Fatores de Risco – Riscos relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias'.

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

	Reais por US$1,00			
Exercício findo em 31 de dezembro,	**Baixa**	**Alta**	**Média**	**Encerramento de período**
2015	2,5644	4,1638	3,3360	3,9593
2016	3,1142	4,1299	3,4839	3,2532
2017	3,0557	3,3823	3,1916	3,3121
2018	3,1470	4,2016	3,6513	3,8804
2019	3,6501	4,2594	3,9440	4,0190

	Reais por US$1,00			
Mês	**Baixa**	**Alta**	**Média**	**Encerramento de período**
Outubro de 2019	3,9769	4,1624	4,0825	4,0130
Novembro de 2019	3,9756	4,2594	4,1558	4,2272
Dezembro de 2019	4,0152	4,2200	4,1045	4,0190
Janeiro de 2020	4,0378	4,2801	4,1512	4,2801
Fevereiro de 2020	4,2405	4,4906	4,3470	4,4906
Março de 2020	4,4782	5,1855	4,8862	5,1855
Abril de 2020	5,0708	5,6858	5,3171	5,4296
Maio de 2020 (até 15 de maio de 2020)	5,4858	5,9204	5,7361	5,8235

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

A pandemia de Covid-19 e seus possíveis efeitos podem afetar negativamente nossos negócios, nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

A Empresa está monitorando de perto os possíveis impactos da Covid-19 no ambiente macroeconômico brasileiro, especialmente em relação aos seus negócios e no mercado no qual atua, e tomando providências para manter a sustentabilidade de suas operações, mitigar impactos econômicos e financeiros e proteger a saúde de seus funcionários. A demanda de energia (carga) medida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) diminuiu 18,3% desde a segunda quinzena de março de 2020, principalmente nas categorias de consumidores residenciais e comerciais. Para a Companhia os impactos estão em escala semelhante à dos impactos nacionais, com uma consequente diminuição na receita. Precisamos aguardar os números de faturamento para os próximos períodos para termos uma conclusão sobre essa redução na receita ser um efeito temporário, ou se a redução da receita de venda de energia será um efeito mais prolongado; e também para chegarmos a uma conclusão quanto ao total da estimativa de perdas por inadimplência.

Medidas para apoiar o setor estão sendo discutidas pelas empresas de energia, a agência reguladora (Aneel) e o Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de garantir que as companhias mantenham o nível adequado de liquidez e sejam capazes de cumprir contratos na cadeia de suprimentos do setor de energia. Esse cenário gera uma necessidade de reavaliação interna da Companhia no que se refere ao seu Programa de Investimentos, revisão dos orçamentos de receitas e despesas e ajustes nas premissas adotadas no cálculo do valor justo e recuperável de certos ativos financeiros e não financeiros.

Considerando que a Companhia não pode prever a duração da retração econômica decorrente do isolamento social, e seu impacto em seu mercado e sua receita, nem a eficácia das ações que estão sendo debatidas pelo governo federal e pelo órgão regulador para mitigar os efeitos da crise, ainda não é possível fazer uma estimativa precisa dos possíveis impactos desse cenário na liquidez financeira da Companhia, nos resultados das operações e no preço de mercado dos valores mobiliários.

Além disso, é difícil avaliar ou prever a duração e o impacto econômico potencial causado pela pandemia do Covid-19, mas nos mercados financeiros globais o impacto da pandemia do Covid-19 pode reduzir nossa capacidade de acessar capital, o que poderia afetar negativamente nossa liquidez de curto e de longo prazo. A avaliação do impacto final da pandemia de Covid-19 é altamente incerta e sujeita a alterações. Ainda não conhecemos plenamente a extensão dos possíveis atrasos ou impactos em nossos negócios, financiamentos ou operações ou na economia global como um todo. No entanto, esses efeitos podem ter um impacto significativo em nossa liquidez, nossos recursos de capital, operações e negócios e nos de terceiros com os quis contamos.

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 elétrica 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 por meio 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 a '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, a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei nº 9.074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por até 30 anos, desde que as operadoras da concessão aceitem e cumpram certas condições descritas naquela lei.

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 existentes, como estabelecido na Lei 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 produção básica garantida é de 420,2 MW na média.

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, em 21 de fevereiro de 2017, 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 Jaguará, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão para Geração nº 007/1997, observando-se os termos e condições originais deste Contrato, que foi assinado antes da Lei nº 12.783/13.

No entanto, em 27 de setembro de 2017, o governo federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas de Jaguara, São Simão, 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 nenhum desses casos o licitante vencedor das concessões é relacionado à Cemig. A concessão da usina hidrelétrica de Volta Grande foi transferida para o licitante vencedor em 30 de novembro de 2017; as concessões das usinas de Jaguara e Miranda foram transferidas em 30 de dezembro de 2017; e a concessão 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.

Apesar do resultado do leilão, a Cemig planeja continuar empreendendo esforços significativos para manter as concessões das usinas de Emborcação e Nova Ponte - cujos prazos expiram em 23 de julho de 2025 – e também da usina hidrelétrica Sá Carvalho, cuja concessão pertence à Empresa Sá Carvalho S.A., uma subsidiária integral da Cemig. Todos os cenários associados à continuidade das operações dessas concessões pelas Companhias estão sendo estudados.

Para além das discussões sobre prorrogação das concessões de geração, devido ao término da concessão de várias usinas operadas pela Cemig conforme o Contrato de Concessão 007/1997, a Cemig GT tem direito a indenização dos ativos ainda não amortizados, conforme termos estipulados no contrato de concessão. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos estão reconhecidos no Ativo Financeiro, a valor justo por meio do resultado, e totalizaram R$816 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Em 31 de agosto de 2018, a Cemig recebeu indenização de R$1.139 milhões pelo projeto básico das plantas de São Simão e Miranda. Esse valor foi corrigido pela taxa Selic até a data de seu recebimento.

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. Em conformidade com a Portaria MME nº 120/2016, a partir de julho de 2017, as companhias de transmissão que tiveram seus contratos de concessão prorrogados receberão indenização para a infraestrutura ainda não indenizada pelos critérios regulatórios, em até aproximadamente um período de 8 anos. Para maiores informações, veja Nota 16 das nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluída em Item 16 – *Demonstrações financeiras*.

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 no período de duração da concessão.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao governo federal em relação aos novos contratos de concessão ou autorizações (dependendo do caso), e da renovação de concessões e autorizações existentes, bem como das disposições da Lei nº 12.783/13, conforme alterada), 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 encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares atinentes 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, autorizações, regulamentos e legislação pertinentes, e em casos onde tem preocupação sobre a operação das instalações da Companhia.

Atrasos na implementação e construção de nova infraestrutura de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, podem consistir desde notificações, até o vencimento antecipado de 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 de 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 na caducidade da concessão.

Estamos sujeitos a uma extensa legislação e a regulamentação governamental, que podem estar sujeitas a alterações, 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, contraprestações a serem recebidas, e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar em um peso expressivo 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. No âmbito da reestruturação, 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 12.783/13, 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 Governo Federal 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 implementam 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.

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; 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 a Cemig possa acessar os mercados de capitais internacionais e locais, por ser uma empresa controlada pelo Estado, só pode ser financiada 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. Além disso, podemos celebrar novos contratos de empréstimos que contêm cláusulas financeiras restritivas ('covenants') ou similares, que podem restringir nossa flexibilidade operacional. Essas restrições poderiam 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, e isso poderia afetar adversamente nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações financeiras. Temos contratos de financiamento e outras obrigações de dívida que contêm convênios restritivos, incluindo debêntures do mercado local brasileiro e Eurobonds no mercado internacional.

Temos aproximadamente R$10,7 bilhões de dívidas 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 sua obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente suas condições financeiras e nossos resultados operacionais. '

Se, por exemplo, deixamos de cumprir uma cláusula financeira restritiva (*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*) que existem em certos dos nossos contratos de dívida. Da mesma forma, se violarmos um *covenant* sob nossa emissão de debêntures, os debenturistas podem acelerar (antecipar) 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 antecipação, 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 cm 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 poderá sofrer efeitos adversos relacionados com seu interesse minoritário na Renova Energia S.A. se tal entidade não consegue manter continuidade de operação

Temos uma participação de 36,23% na Renova, empresa que está atualmente em reorganização judicial, e tem reportado perdas recorrentes e registrou capital circulante líquido negativo, patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) e margem bruta negativa no ano encerrado em 31 de dezembro de 2019.

No entanto, tendo em conta o patrimônio líquido negativo da investida, a Companhia reduziu para zero o valor da sua participação na Renova nas suas demonstrações financeiras. Não foram reconhecidas perdas adicionais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a investida. Além disso, considerando o agravamento das condições financeiras da Renova, e a possibilidade de um pedido de recuperação judicial, a empresa reconheceu, desde 30 de junho de 2019, um *impairment*(provisão para perda de valor recuperável) da totalidade de crédito recebíveis da controlada em comum, na quantia de R$688 milhões, em 31 de dezembro de 2019.Esses eventos indicam a existência de incerteza material, capaz de criar dúvida significativa quanto à capacidade da Renova de continuar a operar, e levaram a investida a solicitar proteção de falência no distrito de São Paulo.

Renova apresentou o plano de recuperação judicial em juízo em 17 de dezembro de 2019. Negociações estão em andamento com os credores da investida e a expectativa de aprovação do plano de reorganização no tribunal é para o primeiro semestre de 2020. No entanto, se o plano de reorganização no tribunal não for aprovado ou se a sua execução não for bem sucedida, poderá resultar em falência com mais deterioração financeira, o que poderia afetar negativamente a Companhia.

Além disso, a Renova está sendo investigada pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais e pela Polícia Federal. Veja fator de risco '*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*'.

Uma vez que o investimento da Companhia na Renova foi reduzido a zero em 31 de dezembro de 2019 e como a Companhia não assumiu obrigação contratual ou construtiva alguma em relação à investida, não se espera que efeitos do processo de recuperação judicial (se o plano for aprovado e implementado com êxito), nem das investigações, nem das atividades operacionais desta investida, possam afetar significativamente as demonstrações financeiras da Empresa. (Consulte a Nota 18 das demonstrações financeiras consolidadas para obter mais detalhes).

A Renova assinou contratos de empréstimo DIP (*Debtor In Possession* na sigla em inglês) com a Companhia no valor total de R$37 milhões, compreendendo R$20 milhões, R$7 milhões e R$10 milhões em 28 de janeiro de 2020, e 27 de dezembro e 25 de novembro de 2019, respectivamente. Os recursos desses empréstimos, efetuados sob regras específicas de processos de recuperação judicial, são necessários para suportar as despesas de manutenção das atividades da Renova e foram autorizados pelo (a) 2ª Vara de Falências do Estado de São Paulo no processo de Recuperação Judicial. Eles são garantidos por uma cessão fiduciária de ações em uma empresa proprietária de ativos de um projeto de energia eólica de propriedade da Renova, que, além disto, tem prioridade de recebimento no processo de recuperação judicial.

Em 2 de maio de 2020, o Tribunal de Falências e Recuperação Judicial do Estado de São Paulo emitiu uma decisão determinando que o empréstimo DIP (Debtor In Possession na sigla em inglês), no valor total de R$37 milhões, com garantia patrimonial, já constituída e registrada, seja contribuído como subscrição de aumento de capital na Renova. A Companhia apresentou Embargos de Declaração, e com base na opinião de seus consultores jurídicos, classificou a probabilidade de perda na ação como 'possível' e limitada ao valor total do empréstimo DIP***.***

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; 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 de nossos serviços, ou daquelas de nossas subsidiárias, ou degradação da sua qualidade, podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A operação de um sistema complexo que interconecta várias usinas de geração de energia com extensas linhas de transmissão e redes de distribuição envolve vários riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, falhas de equipamentos, subdesempenho ou desastres (como explosões, incêndios, eventos climáticos, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo e outros eventos semelhantes). Em caso de tal ocorrência, a cobertura de seguro de riscos operacionais pode ser insuficiente para ressarcir integralmente os danos a ativos ou custos de interrupções de serviço incorridos. Além disso, as decisões do Operador da Rede Nacional, ou atos da agência reguladora, ou demandas da Autoridade Ambiental, podem afetar nossos negócios negativamente.

A receita da Empresa depende fortemente da disponibilidade de equipamentos, da qualidade do serviço e da conformidade regulatória dos ativos e instalações que constrói, opera e mantém. O não cumprimento pode levar a perdas para os negócios. Por exemplo, o negócio de distribuição pode ser penalizado no processo de revisão tarifária com um 'fator X' mais alto, reduzindo sua expectativa de receita anual; o negócio de transmissão pode ter sua receita anual permitida reduzida devido a qualquer indisponibilidade de ativos; e os ganhos do negócio de geração podem ser afetados se uma usina não atender a uma disponibilidade mínima, já que quando a geração de hidroeletricidade é menor que a energia previamente contratada, a falta de energia equivalente deve ser adquirida no preço local, que é altamente volátil.

Penalidades e pagamentos de compensações financeiras 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/ou 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 2019. Em 31 de dezembro de 2019 nosso total de empréstimos, financiamentos e debêntures (incluindo juros), foi de R$14.777 milhões, ou 0,03% maior que seu total de R$14.772 milhões em 31 de dezembro de 2018; e 2,63% maior que o total de R$14.398 milhões em 31 de dezembro de 2017. Atualmente, 38,77% de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures, que perfazem R$5.729 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 na forma de dívida de diversas fontes de financiamento. Para honrar sua dívida, após cumprir as metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou em uma combinação de: fluxo de caixa de suas operações; alienação de ativos; utilização das suas linhas de crédito disponíveis; seu saldo de caixa e aplicações financeiras de curto prazo; e a contratação de endividamento adicional. Qualquer redução adicional das suas classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre a capacidade de a Companhia obter financiamento ou pode gerar impactos sobre os custos de financiamento, também aumentando a dificuldade ou o custo do refinanciamento das obrigações que 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 no programa de 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 expectativa de venda de um total de R$8.046 milhões em ativos. Fatores externos, tais como deterioração das condições da economia brasileira e da economia global, uma crise política brasileira, ou 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 de acordo com nosso Programa de Desinvestimento nos permitirá investir em nosso negócio principal ou reduzir nosso endividamento total. 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. Desde 2017, a Cemig já vendeu ativos no valor de R$2.071 milhões.

Podemos não conseguir implementar no tempo 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 novas obrigações e causando custos adicionais para projetos;
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas;
- Alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras; e
- A duração e a severidade da pandemia de Covid-19 e seus impactos sobre o nosso negócio.

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 também devido à instabilidade política. Estes tipos de alterações podem afetar adversamente a continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados financeiros e operacionais de nossas controladas, controladas em conjunto e coligadas, ou das empresas nas quais o nosso investimento é minoritário, ou de empresas nas quais podemos vir a investir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.

Possuímos participação acionária em, e fazemos negócios por meio de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos na geração, transmissão e distribuição de energia. O desenvolvimento futuro de nossas subsidiárias, entidades controlados em conjunto e coligadas, tais como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('TAESA'), a Light S.A. ('Light'), a Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança'), a Renova Energia S.A. ('Renova'), Guanhães Energia S.A., Norte Energia S.A.('Nesa') 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 disso, é possível que as investidas não alcancemos resultados esperados na época em que foram adquiridas. 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. Todas estas possibilidades poderiam afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais ou situação financeira. 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.

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.

A conclusão atrasada de projetos de construção, ou capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão ou distribuição, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

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

- inúmeras possibilidades de complicações podem ocorrer nas etapas de planejamento e execução de projetos de expansão da nossa carga total ou de novos investimentos. Exemplos incluem: greves; atrasos de fornecedores de materiais e serviços; demora em processos licitatórios; embargos de obras; condições geológicas e meteorológicas imprevistas; incertezas políticas e ambientais; e instabilidade financeira dos parceiros, contratados ou subcontratados;
- desafios regulamentares ou legais que atrasam a data em que os projetos de expansão são colocados em operação;
- 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;
- desativação não intencional de ativos de transmissão durante a execução dos projetos para expansão de carga pode reduzir a receita dos negócios de transmissão;
- o ONS (Operador Nacional do Sistema) pode recusar a autorizar a execução de trabalho na rede de transmissão, devido a restrições do sistema de energia;
- demandas ambientais e/ou reivindicações de comunidades locais durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição ou subestações; ou
- redução do limite do indicador de duração de interrupção de serviço (conhecido como *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora* – DECi), forçando a parada da construção. Se não houver conformidade com o limite de DECi (por falha do sistema, falha do equipamento ou trabalho de construção) por dois anos consecutivos entre 2016 e 2020, ou especificamente no ano 2020, isso resultará no regulador iniciar um processo legal para a rescisão do contrato de 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 2019, o total dos nossos recebíveis em atraso devidos por clientes, revendedores e detentores de concessões de transporte de energia foi de aproximadamente R$1.635 milhões (R$1.381 milhões em 2018), correspondendo a 6,44% da nossa receita líquida consolidada em 2019 (6,20% em 2018). Registramos em 2019 uma provisão para recebíveis duvidosos no valor de R$810 milhões (R$751 milhões em 2018). 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 aos 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 perdas não técnicas (i.e. 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 ou falhas em processos internos.

O índice de perdas totais da Cemig em 31 de dezembro de 2019, considerando um período de 12 meses, foi de 13,57%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi 6.677 GWh). Deste percentual, 8,77% se referem a perdas técnicas e 4,80% são perdas não técnicas. Esse resultado ficou 0,75 pontos percentuais acima do resultado de dezembro de 2018 (12,82%), e acima da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para 2019 (11,49%).

Desde 2014, o cenário macroeconômico adverso no Brasil e os sucessivos aumentos tarifários contribuíram para o aumento da fraude em consumo do suprimento de energia na área de concessão da Cemig.

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 avalia 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.

Existe um risco intrínseco de ruptura de barragens, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante do local). 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 ações na justiça por 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 também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental, podem resultar em custos adicionais, ou mesmo proibir ou comprometer, conforme o caso, a construção e manutenção desses projetos.

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, ou multas que variam entre R$50 mil e 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, 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 prejudicadas ou dificultadas, 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 feitas pelas 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. Em 2019, os níveis do PLD não eram tão altos quanto em 2018.

A 'Conta Bandeira' (Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT) administra os fundos que são cobrados de clientes cativos de concessionárias de distribuição e detentores de permissões que operam na rede nacional e são pagos, em nome do CDE, diretamente na Conta Bandeira. Os recursos resultantes são repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) aos agentes de distribuição, com base na diferença entre os valores efetivos dos custos de geração térmica e a exposição a preços de mercado de curto prazo, e o valor coberto pela tarifa em vigor.

O primeiro semestre de 2019 teve um déficit menor na Conta de Tarifa 'Bandeira' do que o primeiro período do ano anterior e, a partir de junho, a conta já não apresentou um déficit. Assim, 2019 terminou com um superávit acumulado de R$745 milhões para todas as companhias de distribuição do Brasil. Este resultado positivo foi devido às melhores condições hidrológicos do sistema.

A metodologia do sistema de Bandeiras Tarifárias é revisada a cada ano, sempre buscando melhorias, mas sob a presente metodologia, quando ocorrerem situações muito adversas o sistema não consegue responder suficientemente, que resulta em efeitos negativos para 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.

O Operador Nacional do sistema de energia ('ONS") coordena a operação do sistema de energia brasileiro. 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, por exemplo, 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.

A empresa transferiu para clientes cativos o risco hidrológico relacionado às usinas de energia *Queimado* e *Irapé* (Contratos do Mercado Regulado), em troca do pagamento de um prêmio de risco, ao mesmo tempo em que recebe indenização pelas perdas sofridas nos anos começando em 2015.

Já no Mercado Livre, não temos o mesmo processo, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, teria sido necessário para as empresas de geração continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Assim, nenhuma planta que vende energia se comprometeu para repactuação do risco hidrológico.

Os agentes que não aderiram a repactuação continuaram a ter liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit de cerca de R$8,24 bilhões no mercado de curto prazo a partir de dezembro de 2019. Essa posição eleva a inadimplência apurada pela CCEE, reduzindo assim as quantias recebidos pelos 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 das quantias recebidas 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 pode 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 Senado brasileiro para aprovação, 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') por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre, ou ACL (também conhecido como 'Mercado Livre'), por meio de negociações bilaterais com os clientes e revendedoras. 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 chuva muito baixa, o fator de redução, que se aplica aos níveis de Energia Assegurada, pode reduzir em 20% ou mais os níveis das usinas hidrelétricas.

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 toda a energia que temos disponível (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 por meio 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 de revenda 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 precisarão ser aprovadas 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.

Espera-se que em 2021 a frequência de mudanças no PLD seja aumentada para uma vez a cada hora. Essa alteração deveria ter ocorrido em 2019, mas o processo de validação do modelo e inserção de dados não estava pronto. Portanto, o CPAMP adiou a data para o modelo PLD por hora entrar em vigor, até 2021. O preço horário melhora a aderência do PLD à operação real do sistema, que passa a capturar melhor a modulação horária das fontes intermitentes (Solar e Eólica). Esse melhor alinhamento do preço com a operação tende a reduzir os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), assim como remunerar de forma mais eficiente as térmicas quando acionadas. Por outro lado, a qualidade dos dados de entrada, quando entrados cada hora, 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 dos setores de construção e de fornecimento de equipamento, 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 Eletrobrás 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 Eletrobrás 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 Eletrobrás 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.

Por meio da Cemig GT, a Cemig detém uma participação minoritária indireta de 11,69% na NESA, por meio das subsidiárias controladas em conjunto da Cemig GT (i) Aliança Norte Energia Participações S.A. e (ii) Amazônia Energia S.A. O montante estimado de perdas já foi registrado nas demonstrações financeiras consolidadas da Cemig 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 das declarações de cooperação que foram tornadas públicas.

Desde 2017, a Renova, empresa na qual a Cemig tem uma participação direta 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, incluindo a Empresa, e injeções de capital realizadas pela Renova em alguns projetos em andamento em anos anteriores.

Em 11 de abril de 2019, a Polícia Federal brasileira iniciou a operação 'E o Vento Levou' no âmbito da investigação 'Lava Jato' e executou um mandado de busca e apreensão emitido por um Tribunal Federal de São Paulo na sede da Renova em São Paulo, com base em denúncias e indicações de uma apropriação indébita de recursos prejudicial aos interesses da Cemig. Com base nas alegações investigadas, esses eventos supostamente ocorreram antes de 2015. A segunda fase dessa investigação foi iniciada em 25 de julho de 2019.

Como a operação 'E o Vento Levou' e a investigação da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais ainda não foram concluídas, existe a possibilidade de que informações relevantes venham a ser reveladas no futuro. Se uma ação criminal for instaurada contra agentes que possam ter causado danos à Renova, essa empresa pretende atuar como auxiliar da acusação em um eventual processo criminal e pretende, posteriormente, exigir na justiça civil reparação por danos sofridos.

Em 2019, a autoridade tributária emitiu autos de infração contra a Renova, questionando o cálculo do imposto de renda e da Contribuição Social e o recolhimento do imposto de renda retido na fonte, em referência a contratos de serviços que supostamente não foram devidamente considerados, no valor estimado de R$89 milhões. Com base na opinião de seus consultores jurídicos, a Renova provisionou esse valor como contingência em suas demonstrações financeiras.

Devido a essas investigações de terceiros, os órgãos de governança da Renova solicitaram a abertura de uma investigação interna sobre o assunto, que está sendo realizada por uma empresa de investigação independente com o apoio de um escritório de advocacia externo. A investigação interna foi concluída em 20 de fevereiro de 2020 e, de acordo com comunicado divulgado pela Renova na época, não foram identificadas evidências concretas de atos de corrupção ou desvio de fundos para campanhas políticas.

No entanto, os investigadores independentes identificaram irregularidades na condução dos negócios e nos contratos da Renova, incluindo: (i) pagamentos sem evidência de contraprestação de serviços, no valor total de aproximadamente R$40 milhões; (ii) pagamentos que não estavam em conformidade com as políticas internas da empresa e as melhores práticas de governança, num montante total de aproximadamente R$137 milhões; e (iii) deficiências nos controles internos da investida.

Em decorrência da análise dos valores acima mencionados, a Renova concluiu que R$35 milhões se referem a ativos efetivos e, portanto, não é necessária nenhuma redução de valor recuperável (impairment). Já foi efetuada em anos anteriores a devida redução de valor recuperável relativa ao valor remanescente de R$142 milhões, não produzindo impacto nas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Em resposta às irregularidades encontradas, e com base nas recomendações do comitê de Monitoramento e dos consultores jurídicos, o Conselho de Administração da Renova decidiu tomar todas as medidas necessárias para preservar os direitos da investida, continuar com as medidas para obter reembolso das perdas causadas e fortalecer os controles internos da Renova. Além disso, a Diretoria Executiva da Renova contratou um Diretor de Governança, Risco e Compliance, que será responsável, entre outras coisas, por garantir a eficiência dos controles internos e do Compliance nos processos da Renova.

Como em 31 de dezembro de 2019 já havia sido efetuada a redução de valor recuperável sobre o valor total do nosso investimento na Renova, e como a Companhia não assumiu obrigações contratuais ou construtivas em relação à investida, não se espera que os efeitos resultantes das investigações possam impactar significativamente as demonstrações financeiras da Companhia, mesmo que ainda não tenham sido registrados pela Renova.

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.). Além disso, em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal brasileira foram à sede da Companhia em Belo Horizonte para executar um mandado de busca e apreensão emitido por um Tribunal Federal de São Paulo em conexão com a operação 'E o Vento Levou', conforme descrito acima. Esses procedimentos estão sendo investigados por meio de exames de documentos exigidos pelas respectivas autoridades e pela audição de testemunhas. Atualmente, não é possível determinar quais serão os resultados das investigações realizadas pelo MPMG e pela PCMG.

Levando em conta essas investigações, contratamos uma empresa independente para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos, bem como as medidas relacionadas à aquisição da participação da Light na Enlighted (ver Nota 27 das demonstrações financeiras consolidadas). A investigação dessa empresa independente especializada esteve supervisionada por um comitê de investigação independente cuja criação foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração. A investigação da empresa independente especializada foi concluída em maio de 2020. Considerando os resultados da investigação interna, não foram identificadas evidências objetivas para a afirmação de ter havido atos ilegais nos investimentos realizados pela Companhia objeto da investigação; portanto, não houve impacto nas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2019. Além disso, a Cemig está envidando seus melhores esforços para cooperar com toda e qualquer investigação e inspeção das autoridades às quais a Companhia esteja sujeita, seja nos Estados Unidos ou no Brasil. Por exemplo, em julho de 2019, de acordo com a Política de Execução Corporativa (*Corporate Enforcement Policy*) do DOJ, a Companhia divulgou a investigação acima descrita ao DOJ e à SEC e tem cooperado com essas agências. Não podemos garantir que a Cemig ou as empresas do Grupo Cemig no futuro não se tornem alvo de ações judiciais baseadas nessas ou em 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.

Dois membros 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.

Um membro do nosso Conselho de Administração é réu em dois processos de 'Ação Civil Pública por Ato de Impropriedade Administrativa por Danos ao Erário Público'; e um outro é réu em um processo de evasão de impostos. Todos estes processos estão na fase de instrução. Mais informações na nota explicativa "6. Processos Civis e Criminais Significativos que Envolvem 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 ou 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 poderão 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 em conjunto, a Cemig tem mais de 70 usinas hidrelétricas, com 5.895,31 MW, representando 98% 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 2019, 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 se engaja com outros usuários essenciais, e toma medidas para analisar a contribuição de comunidades e estudos sobre questões relacionadas ao impacto do uso da água, ao mesmo tempo interesses conflitantes no que dizem respeito à utilização de água poderiam, sob reserva de certos limites mínimos anteriormente estabelecidos por lei, afetar 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, o Estado de Minas Gerais detém 51% das ações ordinárias da Cemig, e 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 não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou outros efeitos adversos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nós estamos sujeitos a várias estruturas regulatórias, tais como: (a) leis e regulamentos do setor energético, como a Lei nº 10.848/04 (sobre comercialização de energia), com regulamentações pela ANEEL; (b) 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'), com regulamentações da CVM; (c) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei nº 8.666/93 (a 'Lei de Licitações') e a Lei nº 13.303/16 (a 'Lei das Estatais'); e (d) 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 para 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 um grande número de 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 arcabouço de 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.

Nossa administração identificou fraquezas materiais nos controles internos sobre relatórios financeiros e concluiu que nosso controle interno sobre relatórios financeiros não estava eficaz em 31 de dezembro de 2016, 2017, 2018 e 2019, o que pode ter um efeito adverso significativo nos resultados das operações da Companhia e a sua condição financeira.

Nossa administração identificou fraquezas materiais em nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 2016, 2017, 2018 e 2019. 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, 2018 e 2019. Embora tenhamos desenvolvido e implementado várias medidas para remediar essas fraquezas substanciais, não podemos ter certeza de que remediaremos fraquezas substanciais nossas existentes, ou que não haverá outras fraquezas substanciais em nosso controle interno sobre a produção de relatórios financeiros no futuro.

Se nossos esforços para remediar as fraquezas materiais não forem bem-sucedidos, talvez não possamos reportar os resultados da Companhia para períodos futuros de forma precisa e em tempo hábil e protocolar nossos relatórios obrigatórios com as autoridades governamentais, incluindo a SEC e a CVM. Devido às suas inerentes limitações, existe também o risco de que o nosso controle sobre preparação de relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros contábeis, e não podemos estar certos de que, no futuro, falhas materiais adicionais não existirão ou não 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, ou de nossos clientes, ou 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 informações proprietárias, e informações confidenciais ou sensíveis relacionadas às nossas operações. Os sistemas de informação e de segurança que utilizamos para estes propósitos podem vir a ser violados. Programadores de sistema e *hackers* experientes podem conseguir invadir nossa rede de segurança e apropriar-se indevidamente ou comprometer nossas informações confidenciais ou as de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralisações. Esses invasores também podem desenvolver e inserir vírus, *worms* e outros programas de software 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 'bugs' 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 também 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.

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 numa quantidade que excede a nossa habilidade em 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, o pessoal-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.

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 também 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: (a) o reajuste anual; (b) a revisão periódica; e (c) 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 Tarifária Periódica ('RTP'), cuja finalidade é de: identificar as mesmas variações nos custos citados acima; fornece 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 RAPs que recebemos por nossas empresas de transmissão são determinadas pela ANEEL, levando em conta os termos dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL, em nome do governo federal. Os contratos

de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (a) os reajustes tarifários anuais; e (b) 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 2020, 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 inferiores aos efetivamente incorridos. Isso pode resultar em um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

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 recebe 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 natureza cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, e regulatória, entre 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$1.888 milhões, em 31 de dezembro de 2019, 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 a atenção de nossa administração e afetar negativamente e a nossa reputação. Veja no Item 6: '*Processos civis e criminais significativos que envolvem 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.

Pelas leis ambientais brasileiras, temos a obrigação de 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. A Cemig não solicitou proposta, tampouco contratou, 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 em 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 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 como garantia para 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 dados 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.

A perda da concessão de nossa subsidiária Gasmig poderia causar perdas nos resultados da Gasmig.

Em 1993 a Gasmig obteve a concessão para operação comercial de serviços de gás canalizado industriais, institucionais e residenciais no estado de Minas Gerais por um período de 30 anos ('Contrato de concessão'). A concessão foi prorrogada até 10 de janeiro de 2053 pela assinatura da Segunda Alteração ao Contrato de Concessão, assinada em 26 de dezembro de 2014.

Em 19 de Setembro de 2019, Gasmig executou a Terceira Alteração ao Contrato de Concessão, que substituiu a obrigação da Gasmig de construir um gasoduto da cidade de Queluzito, em Minas Gerais, na direção da cidade de Uberaba, Minas Gerais, por um pagamento compensatório de R$852 milhões ao Estado de Minas Gerais, e confirmou a extensão do Contrato de Concessão até 10 de janeiro de 2053. Além disso, Gasmig assumiu o compromisso de atingir um total de 100.000 clientes atendidos até o final de 2022, e construir redes para atender às sete mesorregiões do Estado de Minas Gerais. Atualmente, serve cinco deles.

Nos termos do Artigo 35 da Lei no. 8.987 de 13 de Fevereiro de 1995, como alterada (a 'Lei das concessões'), a concessão está sujeita à cessação antecipada em determinadas circunstâncias, incluindo as seguintes: (i) termo do prazo contratual; (ii) encampação da operação pelo estado; (iii) cessação por outras razões, geralmente de tempo, decorrente da lei; (iv) rescisão do contrato (amigavelmente ou pelos tribunais); (v) anulação do contrato de concessão como consequência de uma falha ou irregularidade verificada em um processo de concurso ou de oferta pública ou na forma da sua concessão; ou (vi) a falência ou extinção do titular da concessão. Em qualquer uma dessas circunstâncias, os ativos da concessão reverterão para o Poder Concedente, o Estado de Minas Gerais. Em caso de a Gasmig perder a concessão, por qualquer razão, não podemos garantir que o montante da qualquer indenização pagável a Gasmig será suficiente para compensar os seus investimentos, a taxa implícita de retorno, nem a perda de lucros futuros relacionados aos ativos ainda não totalmente amortizados ou depreciados.

As atividades desenvolvidas pela Gasmig estão sujeitas a interrupções, perturbações e riscos no sistema de distribuição, causados por acidentes, dificuldades operacionais, danos, falhas de equipamento ou processos, causas naturais ou catástrofes (como explosões, incêndios, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo, entre outros). Tais eventos podem fazer com que a Gasmig tenha a obrigação de indenizar clientes que sofram danos e que possam expô-los a processos administrativos ou judiciais.

Além disso, a Gasmig poderá sofrer a intervenção do Poder Concedente caso este Poder estiver da opinião de que existe o risco de a Gasmig não conseguir prestar os serviços, ou no caso da Gasmig ter deixado de cumprir com as suas obrigações sob o contrato de concessão ou a Lei aplicável. Nestes casos, o Poder Concedente poderá também impor multas pesadas contra a Gasmig, ou revocar a sua concessão.

A extinção precoce do contrato de concessão, e as penalidades ligadas a tal extinção, gerariam impactos significativos nos resultados da Gasmig e afetariam a sua capacidade de pagar e cumprir as suas obrigações financeiras.

O termino contratual da concessão da Gasmig ocorre em janeiro de 2053, e a concessão pode ser prorrogada, pelo critério exclusivo do Poder Concedente.

Mudanças na metodologia e nos parâmetros adotados pelas autoridades reguladoras no que se refere aos ciclos de revisão tarifária da Gasmig podem impactar negativamente nossas operações e nossa condição financeira.

Os parâmetros gerais de regulação tarifária são especificados no Contrato de Concessão, que: (i) determina as orientações gerais para ajustes das tarifas; (ii) garante a repasse do custo de aquisição de gás e da revisão tarifária; (iii) determina a margem de distribuição, que permite a sustentabilidade econômica e financeira da Gasmig, de acordo com as melhores práticas utilizadas pelas agências reguladoras brasileiras e internacionais para o sector da distribuição de gás natural.

O contrato de concessão também estipula que a tarifa será revista se ocorrerem eventos que coloquem em risco o equilíbrio econômico e financeiro do Contrato, sob a forma e durante os períodos necessários para evitar perdas devido à insuficiência tarifária.

Em novembro de 2019, o Departamento de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais ('SEDE), órgão do Governo do Estado de Minas Gerais, responsável pela regulação da distribuição de gás canalizado, concluiu o primeiro ciclo de revisão tarifária, em que foram determinados os parâmetros em relação à taxa de remuneração, e as expectativas de investimentos, custos e volumes, para a determinação das tarifas no ciclo de 2018-2022. Além disso, a SEDE incluiu o impacto do pagamento da Subvenção Compensatória nas tarifas, e compensou o atraso na fixação das tarifas, que deveria ter estado pronta em janeiro de 2018 para este ciclo.

Alterações nos ciclos de revisão tarifária podem causar um efeito adverso importante nas atividades da Gasmig, afetando sua condição financeira e os resultados de suas operações. Poderiam também gerar impactos sobre as condições do mercado e os preços dos títulos no Brasil, afetando negativamente a Gasmig – podendo alterar o preço do gás, ou aumentar os custos de sua realização de suas atividades.

A Gasmig pode não ter êxito na implementação das estratégias em seu plano estratégico de longo prazo no momento desejado, ou sem incorrer em custos inesperados, que poderiam causar consequências adversas para seus negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

A capacidade da Gasmig de cumprir os objetivos estratégicos depende, em grande parte, de uma implementação em tempo hábil e bem sucedida, com uma boa relação custo-benefício, da sua estratégia a longo prazo.

Alguns dos fatores que podem afetar negativamente essa implementação são:

- Alterações substanciais nas condições econômicas.
- Alterações substanciais em questões regulatórias.
- A capacidade de gerar fluxo de caixa, ou obter financiamentos futuros, necessários para implementação de projetos.
- A incapacidade de obter licenças e aprovações governamentais necessárias.
- Problemas inesperados de engenharia.
- Investimentos inesperados em questões ambientais decorrentes de alterações na legislação e/ou incidentes que exijam indenizações por danos ambientais.
- Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão.
- A indisponibilidade de força de trabalho e equipamentos.
- Greves.
- Atrasos na entrega de equipamentos por fornecedores.
- Inadequação das instalações físicas e dos equipamentos para garantir atividade ininterrupta dos negócios e proteger os processos críticos contra falhas e acidentes.
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações contratuais.
- Interferências climáticas ou restrições ambientais.
- Variações significativas das condições hidrológicas em relação à média histórica, ou seja, ocorrência de chuvas em volume ou frequência diferente da média histórica.
- Mudanças na legislação ambiental, criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos.
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas.

A ocorrência dos qualquer dos fatores acima pode resultar em aumentos significativos de custos, ou atrasar ou prevenir a implementação de iniciativas e, consequentemente, comprometer a execução do plano estratégico da Gasmig, com efeito negativo sobre os resultados operacionais e financeiros da Gasmig e da Companhia.

A existência de um único fornecedor de gás natural no Brasil afeta a competitividade no mercado em que a Gasmig atua.

Petrobras detém um monopólio no fornecimento e transporte de gás natural. A Gasmig e a Petrobras firmaram um Contrato de Compra para o fornecimento de gás natural, na modalidade Firme-Inflexível, especificando a quantidade contratada, o preço do gás e outros fatores. O preço do gás adquirido da Petrobras tem uma variação definida por uma fórmula contratual e é reajustado de acordo com a variação do petróleo tipo Brent e o dólar. Em 2019, o preço de aquisição para o mercado não térmico teve um aumento durante o ano de 3,4%, mas recuou e terminou o ano de 2019 com um aumento de 0,48%. Contudo, se considerarmos a nova precificação adotada pela Petrobras, o preço em janeiro de 2020 reduziu 11,1%.

O contrato firmado entre as partes tem vigência até 2023 e a precificação da parcela de molécula só poderá ser alterada por acordo entre as partes. O preço do transporte do gás natural é regulado, e pode ser revisado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Se a ANP altere a precificação, o valor será repassado às distribuidoras.

Mudanças nos preços e/ou políticas de preços dos produtos substitutos ao produto que a Gasmig vende podem afetar o preço dos produtos energéticos vendidos pela Gasmig.

A Petrobras também determina os preços dos principais energéticos substitutos. Em 2017, a Petrobras também revisou sua política de preços em fontes de energia que competem com o gás natural. Os preços do GLP (gás liquefeito de petróleo) e do óleo combustível sofreram diversas variações no ano passado. Os preços desses energéticos também variam de acordo com o preço do petróleo e do dólar, o que poderia resultar em uma manutenção da competitividade com relação a gás.

A Petrobras pode revisar sua política de preços a qualquer momento. Quaisquer mudanças podem influenciar a demanda do mercado por gás natural e seus combustíveis substitutos, como GLP, gás de petróleo e/ou óleo combustível. Impactando, portanto, positiva ou negativamente os resultados operacionais e a situação financeira da Gasmig.

Abertura do mercado de gás e medidas para incentivar a redução do preço podem afetar a rentabilidade da Gasmig.

Em 2016, o governo federal brasileiro lançou o programa 'Gás para Crescer' com o objetivo de 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 a um projeto de lei que tramita faz alguns anos no Congresso Federal. Ainda como consequência desse programa, a Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP) lançou Tomadas Públicas de Contribuição visando receber contribuições de agentes da cadeia do gás natural possibilitando a entrada de novos *players* no mercado.

O programa 'Gás para Crescer' foi sucedido pelo programa 'Novo Mercado de Gás'. As principais diretrizes do programa estão consolidadas na Resolução CNPE 16/2019, que estabelece princípios e objetivos voltados à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural no país.

Dentre as diretrizes se estabelece que deve haver incentivo para os Estados e Distrito Federal adotarem boas práticas regulatórias que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, o aumento da transparência e eficiência, desverticalização do setor e precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários. Também deverá haver incentivo para que os Estados e o Distrito Federal adotem reformas e medidas estruturantes, incluindo eventual aditivo aos contratos de concessão para refletir boas práticas regulatórias, que incluem os princípios regulatórios para os Consumidores Livres, produtores independentes e importadores independentes. Por fim, deverá haver incentivo para que os Estados promovam a privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado.

Em julho de 2019 a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) celebraram Termo de Compromisso de Cessação (TCC), por meio do qual a estatal se comprometeu a vender as participações que detém atualmente nas transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS (10%), Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, (10%) e TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (51%). A estatal também deverá alienar participações acionárias indiretas em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na Gaspetro, ou vendendo as participações da Gaspetro nas companhias distribuidoras. Também foi assumido o compromisso de adoção de determinadas medidas pela Petrobras para dar mais transparência aos contratos de transporte e acesso a terceiros à capacidade dos ativos existentes.

Estas medidas, caso implementadas, poderão afetar a Gasmig, podendo haver variação no preço do custo do gás e na competitividade do gás natural frente a outros energéticos, gerando uma possível desvalorização do gás natural no mercado e alterando o fluxo de caixa operacional da Gasmig, que poderá desembolsar um preço mais expressivo do que o prospectado pelo mesmo produto, gerando consequências negativas no âmbito financeiro da Gasmig.

A renovação e/ou prorrogação dos contratos de suprimento de gás não são garantidos e a estratégia de crescimento poderá ser adversamente afetada.

Os contratos de suprimento de gás possuem vigência específica e a Gasmig poderá ser afetada adversamente caso esta renovação e/ou prorrogação não ocorra em termos favoráveis para a estratégia de crescimento da Gasmig, o que pode ocorrer tendo em vista a possibilidade de entrada de novos agentes no mercado de gás.

Além disso, a Gasmig deve cumprir certos requisitos para a renovação do contrato de suprimento de gás e, por tal razão, não pode garantir que o contrato de suprimento será renovado, ou que será renovado sob os mesmos termos. Se o contrato de suprimento não for renovado, ou se for sob termos menos favoráveis, o negócio, a situação financeira e resultados operacionais da Gasmig poderão ser negativamente afetados.

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 89,0% do volume de gás não vendido às usinas geradoras de energia térmica em 2019. Os maiores clientes da Gasmig concentram-se nas atividades de siderurgia, metalurgia, mineração e fabricação de celulose.

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.

Discussões em andamento sobre novas diretrizes de políticas públicas relativas ao mercado de gás no Brasil podem afetar negativamente o negócio da Gasmig, se implementadas.

Desde o segundo semestre de 2016, a Petrobras vem diminuindo sua presença na cadeia de abastecimento de gás natural. Em 2017, vendeu 90% da sua participação na Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS para a empresa canadense Brookfield Infrastructure Partners e em junho de 2019 concluiu a venda de 90% de sua participação na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG para o grupo formado pela Engie e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CPDQ).

Mesmo com tais alienações, a Petrobras continua com uma posição dominante no mercado, pois possui contrato para o transporte de gás destes ativos e continua como fornecedor monopolista no mercado de gás brasileiro.

Ainda em 2016, o governo federal brasileiro lançou a iniciativa 'Gás para Crescer', que visava fomentar o mercado de gás no Brasil por meio de mudanças no ambiente regulatório da indústria de gás natural, preparando-o para a redução da participação da Petrobras. As propostas da iniciativa 'Gás para Crescer' foram incorporadas ao projeto de lei atualmente em análise pelo Congresso Federal. Além disso, como consequência desse programa, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ('ANP') lançou Editais de Contribuição Pública para recebimento de contribuições de agentes da cadeia produtiva do gás natural, com o objetivo de permitir a entrada de novos participantes no mercado.

Em 2019, foi instituído o programa 'Novo Mercado de Gás' desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em parceria com o Ministério da Economia, ANP, Cade e EPE sobre quatro pilares: a promoção da concorrência, a integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, a harmonização das regulações estadual e federal e a remoção de barreiras tributárias. Destacamos como resultados práticos do programa a edição da Resolução nº 16 de 24 de junho de 2019 do Conselho Nacional de Política Energética ('CNPE') e a assinatura de Termo de Compromisso de Cessação ('TCC') entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica ('Cade') e a Petrobras. A Resolução nº 16 do CNPE detalha diretrizes de política energética para o alcance dos objetivos do 'Novo Mercado de Gás', especialmente no que tange à promoção da concorrência. O TCC celebrado entre Cade e Petrobras visa estimular a concorrência no setor e impedir a ocorrência futura de condutas anticompetitivas, abrangendo alienação total de ativos de transporte por parte do agente dominante, liberação da capacidade de transporte excedente ao mercado e negociação não discriminatória de acesso a terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural.

As mudanças propostas podem conter impactos negativos sobre o negócio de distribuição de gás natural, bem como gerar incertezas sobre alguns aspectos. A adoção de sistemas de entradas e saídas na atividade de transporte gera incertezas quanto ao custo futuro do serviço de transporte. O incentivo às unidades da federação para adoção de princípios regulatórios harmônicos para agentes livres (autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres) pode representar riscos às concessionárias de distribuição de arcar com compromissos de retirada mínima inclusos em contratos de suprimento ou mesmo de sofrer com by-pass físico de grandes consumidores.

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 outorgada à Gasmig.

A Constituição Federal do Brasil estabelece que é função dos estados explorar os serviços locais de gás canalizado, diretamente ou por meio de concessões. A Gasmig está sob o controle indireto do Estado de Minas Gerais, por meio da posição acionária majoritária mantida pela Cemig na Gasmig. A Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE) é uma divisão do governo do estado, responsável pela

função de reguladora dos serviços de distribuição do gás canalizado. A SEDE é, além disso, responsável pela promoção de desenvolvimento sustentável no Estado de 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 Gasmig 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

Instabilidade política ou econômica no Brasil pode 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. O Presidente eleito Jair Messias Bolsonaro assumiu o cargo em 1 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 brasileiro 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 brasileiro. 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 2019, a taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano era de R$4,0190 para US$1,00. 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 nem 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 2017,

2018 e 2019 foram 2,95%, 3,75% e 4,31% 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 em 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.

Um aumento significativo nas taxas de juros ou inflação teria um efeito adverso sobre nossas despesas financeiras e resultados financeiros como um todo. Ao mesmo tempo, uma redução significativa da taxa de CDI, ou na inflação, pode afetar negativamente a receita gerada pelos nossos investimentos financeiros, mas também ter o efeito positivo de reavaliar os ajustes dos saldos de nossos ativos financeiros de concessão. Substancialmente todas as nossas despesas operacionais de caixa são denominadas em reais e tendem a aumentar com a inflação brasileira. 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 às ADSs preferenciais e ordinárias

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente o valor das remessas de dividendos ao exterior, e 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 do 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 2019, 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$4,77 trilhões e média diária de volume de negociações de aproximadamente R$17,2 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 (principal bolsa de valores brasileira), pela Lei das Sociedades por Ações – Lei 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 precisa 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 no 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 seja disponível 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 e organizacional

A Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig ('Cemig') é uma sociedade por ações de economia mista, constituída em 22 de maio de 1952, organizada e existente sob as leis do Brasil e do Estado de Minas Gerais. A Cemig possui sede na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

A Cemig construiu suas três primeiras usinas hidrelétricas na década de 1950 e iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia em 1960. Na década de 1970, a Cemig assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, encomendou a usina hidrelétrica de *São Simão,* e avançou a transmissão de energia com a construção de 6.000 quilômetros de linhas de transmissão.

Na década de 1980, uma parceria entre a Cemig, a Eletrobras e o governo federal lançaram 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. Nesse momento, junto com a usina de São Simão, a usina de Emborcação triplicou a capacidade de geração da Companhia. Em 1983, a Cemig estabeleceu a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento das políticas ambientais da Companhia. Esta nova unidade promoveu a pesquisa de fontes alternativas de energia, como energia eólica e geração solar, biomassa e gás natural. Desde então, a Empresa tem focado seus projetos de pesquisa em fontes alternativas de energia.

Em 1986, foi constituída a subsidiária da Cemig *Companhia de Gás de Minas Gerais* – Gasmig, empresa de distribuição de gás natural. No final dos anos 80, o negócio de distribuição de energia da Cemig teve uma participação de mercado no Estado de Minas Gerais de 96%.

No ano 2000, a Cemig foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo desde então. Acreditamos que isso confirma a nossa 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 Iorque. Em 2004, devido a novos requisitos legais e regulamentares, a Cemig transferiu suas operações para duas subsidiárias integrais: a empresa de geração e transação de energia Cemig Geração e Transmissão S.A. e a empresa de distribuição de energia Cemig Distribuição 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, foi ampliada a 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 por meio 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 arrematou a concessão do Lote D no Leilão Aneel nº 012/2015 – concessões para usinas hidrelétricas sob regime de arrendamento 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.

Aumento de Capital em 2018

Em 23 de abril de 2018, os acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram o aumento de capital no valor de R$1.000 milhões, passando o capital de R$6.294 milhões para R$7.294 milhões, mediante a emissão de 199.910.947 novas ações, com valor nominal de R$5,00 cada, sendo 66.849.505 ordinárias e 133.061.442 preferenciais. As ações que foram subscritas no aumento de capital ocorrido em 23 de abril de 2018 foram integralmente consideradas no cálculo do lucro básico e diluído para o exercício 2017, tendo em vista que a proposta de subscrição de novas ações foi deliberada em Assembleia Geral Extraordinária em 26 de outubro de 2017 e essas novas ações já tinham potencial de subscrição desde essa última data, conforme deliberado pelos acionistas.

Aumento de capital – Proposta da Administração

Considerando que, em 31 de dezembro de 2019, as reservas de lucro, com a exclusão das Reservas de Incentivo Fiscal, excedem o capital social registrado em R$537 milhões, o Conselho de Administração apresentará à Assembleia Geral Anual dos Acionistas uma proposta de aumento do capital social registrado para R$7.594 milhões, de acordo com o Artigo 199 da Lei das S.A. de 1976 (Lei 6.404/76), por emissão de novas ações na forma de um dividendo em ações disponíveis somente aos acionistas existentes da Companhia, com os seguintes termos e condições (o 'aumento de Capital"):

- Valor do aumento de capital por meio de dividendo em ações: R$300 milhões, por meio da emissão de 60.000.000 novas ações (20.056.076 ações ordinárias nominais e 39.943.924 ações preferenciais nominais), cada uma com valor nominal de R$5,00, tanto para as ações ordinárias como para as ações preferenciais;
- 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.

Leilão das antigas 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 de, e operando, as 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 foram 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 às subsidiárias, controladas em conjunto e associadas da Cemig, durante os exercícios de 2019, 2018 e 2017 (agrupadas por tipo de negócio):

GRUPO RENOVA:

Renova recebe oferta vinculante para o complexo eólico Alto Sertão III

Em 20 de março de 2020, o Conselho de Administração da Renova aceitou uma oferta vinculante da ARC Capital Ltda. ('ARC'), em conjunto com a G5 Administradora de Recursos Ltda. ('G5') e XP Vista Asset Management Ltda. ('XP') de financiamento para a conclusão das obras do Complexo Eólico Alto Sertão III – Fase A, bem como para as despesas operacionais correntes da Companhia ('Oferta Vinculante'), que se encontra em fase de diligências e ainda pendente de conclusão.

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light vendeu, por R$1,00, a totalidade de suas ações na entidade conjuntamente controlada Renova, equivalente à 17,17% das participações do capital social da empresa, ao CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, sendo 7.163.074 ações ordinárias e 98 ações preferenciais.

Além disso, a Lightcom Comercializadora de Energia S.A. assinou um Acordo de Cessão por meio do qual cedeu todos os créditos detidos contra a Renova ao CG I. Com o término do prazo especificado no Acordo de Acionistas da Renova, a subsidiária Cemig GT não exerceu o seu direito de preferência nem o seu direito de venda conjunta, não havendo, portanto, qualquer alteração na sua participação direta na capital da Renova.

Renova pediu recuperação judicial

Em 16 de outubro de 2019, foi deferido pelo Juízo da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo o pedido de recuperação judicial ajuizado pela Renova e pelas demais empresas do grupo ('Grupo Renova'), determinando, entre outras medidas: (i) nomeação de uma empresa independente para atuar como administradora judicial; (ii) suspensão das ações e execuções contra as empresas do Grupo Renova pelo prazo de 180 dias, nos termos do Artigo 6º da Lei 11.101/2005; (iii) apresentação de contas até o dia 30 de cada mês enquanto perdurar o processo de recuperação judicial, sob pena de afastamento dos controladores e substituição dos administradores das empresas do Grupo Renova, nos termos do Artigo 52, IV da Lei 11.101/2005; (iv) dispensa de apresentação das certidões negativas de impostos para que as empresas do Grupo Renova exerçam suas atividades; e (v) determinação de publicação de uma lista de credores, com prazo de 15 dias para apresentação de habilitações e/ou divergências de créditos no âmbito da recuperação judicial.

Em 17 de dezembro de 2019, a Renova protocolou o seu Plano de Recuperação Judicial, o qual deve ser submetido à aprovação da Assembleia Geral de Credores conforme termos e prazos estabelecidos na Lei 11.101/2005. A controlada em conjunto está em fase de discussão do referido plano, sendo que, até a presente data, não foram mensurados os possíveis efeitos sobre os seus saldos contábeis.

Neste contexto, a Renova assinou com a Companhia acordos de empréstimo do tipo Debtor in Possession (DIP) no montante total de R$37 milhões, totalizando R$17 milhões em 2019 e R$20 milhões em 28 de janeiro de 2020. Os fundos desses empréstimos, feitos de acordo com regras específicas de processos de reorganização em tribunal, são necessários para suportar as despesas de manutenção das atividades da Renova, e foram autorizados pelo Vara de Falências e Recuperação Judicial do Estado de São Paulo. São garantidos por uma cessão fiduciária de ações de uma empresa que detém ativos de um projeto de energia eólica propriedade da Renova, e têm também prioridade de recebimento no processo de recuperação judicial.

Em 2 de maio de 2020, a Corte de Falência e Recuperação Judicial do Estado de São Paulo emitiu uma decisão que ordenava que o empréstimo do DIP, no montante total de R$37 milhões, com garantia de ativos já constituída e registrada, seria subscrito como um aumento de capital na Renova. A Companhia apresentou embargos de declaração e, com base na opinião de seus consultores legais, classificou a chance de perda na ação como 'possível', limitado ao montante total do empréstimo DIP.

Venda do complexo eólico de Alto Sertão II pela Renova

Em 3 de agosto de 2017, a Renova vendeu à AES Tietê energia ('AES Tietê') toda a sua participação na capital na Nova Energia Holding S.A. ('Nova Energia'). A Nova energia é a proprietária indireta do complexo de parques eólicas Alto Sertão II ('o Complexo'). Em 31 de dezembro de 2016, o preço de compra totalizou R$1,15 bilhões, sujeito a ajustes de preços baseados em determinadas variações no capital de giro e na dívida líquida relacionadas ao 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 Renova alocou R$364,6 milhões do Preço de Aquisição para amortização extraordinária da sua Terceira Emissão de Debêntures Não Conversíveis (quirografária, com garantia adicional real, em série única, para distribuição pública, com esforços restritos), liquidando a totalidade do principal e juros remuneratórios devidos pela Renova conforme tal emissão.

Aumento de Capital da Renova

A Cemig GT aumentou sua participação na Renova no montante de R$56 milhões por meio de um aumento de capital que foi ratificado em 19 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$2,00 por ação (ordinária ou preferencial) e R$6,00 por Unit.

Alienação de 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. à 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.

LIGHT

Alienação da Light

Em 21 de junho de 2017, a Cemig iniciou um processo para vender toda sua participação na Light S.A. ('Light'). Em 14 de julho de 2017, a Rio Minas energia Participações S.A. ('RME') e a Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('Lepsa') também decidiram iniciar um processo para vender todo o seu interesse na Light. Isso formalizou a decisão conjunta da Cemig, RME e Lepsa de alienar sua posição, em conjunto controlador, de em agregado 52,12% do capital da Light na época.

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.

Em 17 de julho de 2019, a Light anunciou o fechamento de uma oferta pública primária e secundária de ações ordinárias, nominativas e escriturais emitidas pela Companhia, sem valor nominal, livres de quaisquer encargos ou ônus ('Ações'). No contexto da oferta, havia (i) 100.000.000 (cem milhões) Ações novas emitidas pela Light ('a oferta primária'), após um aumento do capital social da Companhia, e (ii) 33.333.333 (trinta e três milhões, trezentos e trinta e três mil, trezentos e trinta e três) Ações na Light detidas pela Companhia Energética de Minas Gerais, a um preço por Ação de R$18,75.

Com a liquidação da Oferta Restrita, a participação da Companhia no capital social total da Light S.A. foi reduzida de 49,99% para 22,58%, o que limitou o seu direito de voto nas assembleias dos acionistas e, consequentemente, a sua capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Assim, a partir dessa data, a empresa não tem mais poder que lhe dá controle sobre essa investida. Nessas circunstâncias, em conformidade ao IFRS 10 – *Demonstrações consolidadas*, a investida deixou de se enquadrar no conceito de controlada, passando a não mais ser consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia.

Uma vez que a Companhia mantém o compromisso firme de alienação da participação remanescente na Light, o investimento nesta empresa permaneceu classificado como ativo mantido para venda de acordo com as previsões estabelecidas no IFRS 5 – *Ativo não circulante mantido para venda e operação descontinuada.*

Light assinou um Contrato de Compra e Venda

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou pelo valor de R$1,00 a totalidade das ações na controlada em conjunto renova, equivalentes a 17,17% de seu capital social, para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia. Adicionalmente, a Lightcom Comercializadora de Energia S.A. celebrou um Termo de Cessão por meio do qual cedeu todos os créditos detidos em face da Renova à CG I. Transcorrido o prazo previsto no Acordo de Acionistas da Renova, a controlada Cemig GT não exerceu o seu direito de preferência nem seu direito de venda conjunta, não alterando assim a sua participação acionária direta na Renova.

Incorporação das subsidiárias integrais Rio Minas Energia Participações S.A. ('RME') e Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('Lepsa')

Em 24 de abril de 2019 foram concluídos os processos de incorporação na Cemig de suas subsidiárias integrais Luce Empreendimentos e Participações S.A. – Lepsa e RME – Rio Minas Energia Participações S.A. – RME. Com a extinção da RME e da Lepsa, ocorre, também, de forma imediata e automática, a perda de objeto e a extinção das obrigações assumidas no Acordo de Acionistas da Light S.A. ('Light'), celebrado em 30 de dezembro de 2009 e aditado em 13 de novembro de 2018. Por se tratar de incorporação de subsidiárias integrais, não houve aumento de capital, nem emissão de novas ações. Ressaltamos que tal incorporação não altera a participação da Cemig já detida no capital da Light.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica – Taesa

Aquisição de 11,624% das ações da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. ('Brasnorte')

Em 30 de agosto de 2019, a Taesa concluiu a aquisição de 11,624% da Brasnorte, aumentando sua participação acionária de 88,376% para 100,00%. Para a aquisição, a Taesa pagará ao vendedor R$18.024 milhões***.***

Aquisição por Taesa de 100% das ações da Rialma Transmissora de Energia 1 S.A. ('Rialma')

Em 6 de março de 2020 a Taesa concluiu a aquisição de ações da Rialma. O ativo situado no Estado do Rio Grande do Norte, interligado com uma das subestações da Taesa – SE *Lagoa Nova*, da Paraíso Açu Transmissora de Energia S.A., permitirá vantagens operacionais na manutenção do novo ativo, portanto contribuindo para o plano de crescimento da Taesa e sua consolidação no setor de transmissão brasileiro. A Rialma compreende a linha de transmissão *Lagoa Nova 11 – Currais Novos 11*, de 230 kV, circuito duplo, com extensão de 28 km e receita anual permitida (RAP) de R$12,6 milhões (ciclo de 2019-20).

Para a aquisição, a Taesa pagará ao vendedor R$56.717 milhões, sujeitos a ajustamentos positivos ou negativos resultantes da variação entre a dívida líquida e o capital de exploração entre a data-base e a data de encerramento, bem como outros ajustamentos após o encerramento.

Taesa – Encerramento do processo de leilão da Eletrobras

Em 15 de janeiro de 2019, a Taesa foi informada do 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), e lote N (ETAU). No que diz respeito ao lote P (Centroeste), a Cemig, que já era acionista, juntamente com a Eletrobras, exerceu o seu direito de referência, conforme descrito neste presente documento.

Em 29 de abril de 2019, a Taesa concluiu a aquisição de ações da ETAU, com o pagamento de R$32,9 milhões.

Em 31 de maio de 2019, a Taesa concluiu a aquisição da Brasnorte com pagamento de R$75,6 milhões e da Transmineiras, com pagamento de R$77,5 milhões.

Taesa vence disputa pelo lote 12

Em 20 de dezembro de 2018, a Taesa venceu a disputa pelo lote 12 no Leilão de Transmissão nº 004/2018, promovido nessa data pela Aneel: O volume de investimentos (Capex) e o período de construção indicados na tabela 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.

Taesa firma contrato 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' – junto com Âmbar, 'os Vendores'), para a aquisição pela Taesa de: (i) 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 (ii) 51% das ações representativas do capital total e votante da Triângulo 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, sujeito 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.

	Lote 12
Recebimento RAP	R$ 58.956.000,00
Desconto	38,80%
Localização	Estado do Rio Grande do Sul
Extensão	587 km
Subestações	5
CAPEX ANEEL	R$ 610 milhões
Período de construção (em meses)	48 meses

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: (i) autorizações regulatórias da Aneel e do CADE; (ii) 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; (iii) 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 (iv) não ocorrência de qualquer efeito adverso relevante.

Em 14 de fevereiro de 2020, a Taesa concluiu as aquisições de SJT e SPT por um montante ajustado de R$753,2 milhões. A conclusão das aquisições de TMT e VSB continua pendente do cumprimento de condições precedentes.

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 - Direito de Preferência - Lote M (Transmineiras) - Notificação à Eletrobras

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 – 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 sociedades 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 se manifestem sobre seus direitos de preferência. Em relação ao Lote M, veja abaixo.

Cemig vendeu 34 milhões de Units da Taesa

Em 24 de novembro de 2017, a Cemig vendeu em leilão na bolsa B3 34.000.000 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 estavam vinculadas pelo Acordo de Acionistas. A Cemig detinha os lucros da venda em conta de caução para o pagamento da opção de venda concedida pela Cemig aos acionistas da RME e da LEPSA.

Transferência de empresas de transmissão para a Taesa

Em 13 de julho de 2017, a Cemig GT firmou um acordo para a transferência à Taesa das participações acionárias detidas pela Cemig nas seguintes Companhias detentoras de concessões de serviço público de transmissão de energia (em conjunto, 'as Empresas 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, sujeito a ajuste para: (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; também estava sujeita ao desconto de quaisquer montantes de dividendos e/ou juros sobre capital próprio declarados a partir de 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.

Nos termos do acordo, um montante adicional de até R$11,7 milhões pode ser compartilhado pela Taesa e pela Cemig GT, dependendo de as empresas Transmineiras obterem um acórdão favorável em determinados processos judiciais em curso. 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.

A transação foi concluída em 30 de novembro de 2017, após sua aprovação pela autoridade antitruste brasileira CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), Aneel (agência reguladora brasileira de eletricidade), e os bancos financiadores. A Cemig recebeu R$56 milhões em relação a essa transação, incluindo valores relativos a ajustes monetários.

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 SIM

Lançamento da Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM

Em 08 de outubro de 2019, a Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM – foi lançada. Compreende as atividades desenvolvidas pela Efficientia e pela Cemig Geração Distribuída – Cemig GD, utilizando o CNPJ da Efficientia. Os estatutos da Efficientia foram modificados a fim de se adaptar ao novo objeto da Cemig SIM e à mudança do nome corporativo. A proposta é que a Cemig SIM atue, neste primeiro momento, em os seguintes segmentos (entre outros): geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética (com recursos da P.E.E.) e gestão de aprovisionamento e armazenamento.

Cemig Telecomunicações S.A.

Cemig Telecomunicações S.A. absorvida pela Cemig

Em 28 de fevereiro de 2018, a fusão da Cemig Telecom com a Cemig recebeu as aprovações corporativas pertinentes e foi consumada em 31 de março de 2018.

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 determinados ativos de telecomunicações, 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 proposta econômica vencedora do Lote 2, apresentada pela Algar Soluções em TIC S.A., foi R$77,9 milhões, ou seja, 139,86% superior ao valor mínimo de arrematação definido 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.

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 teve 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.

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 for 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.

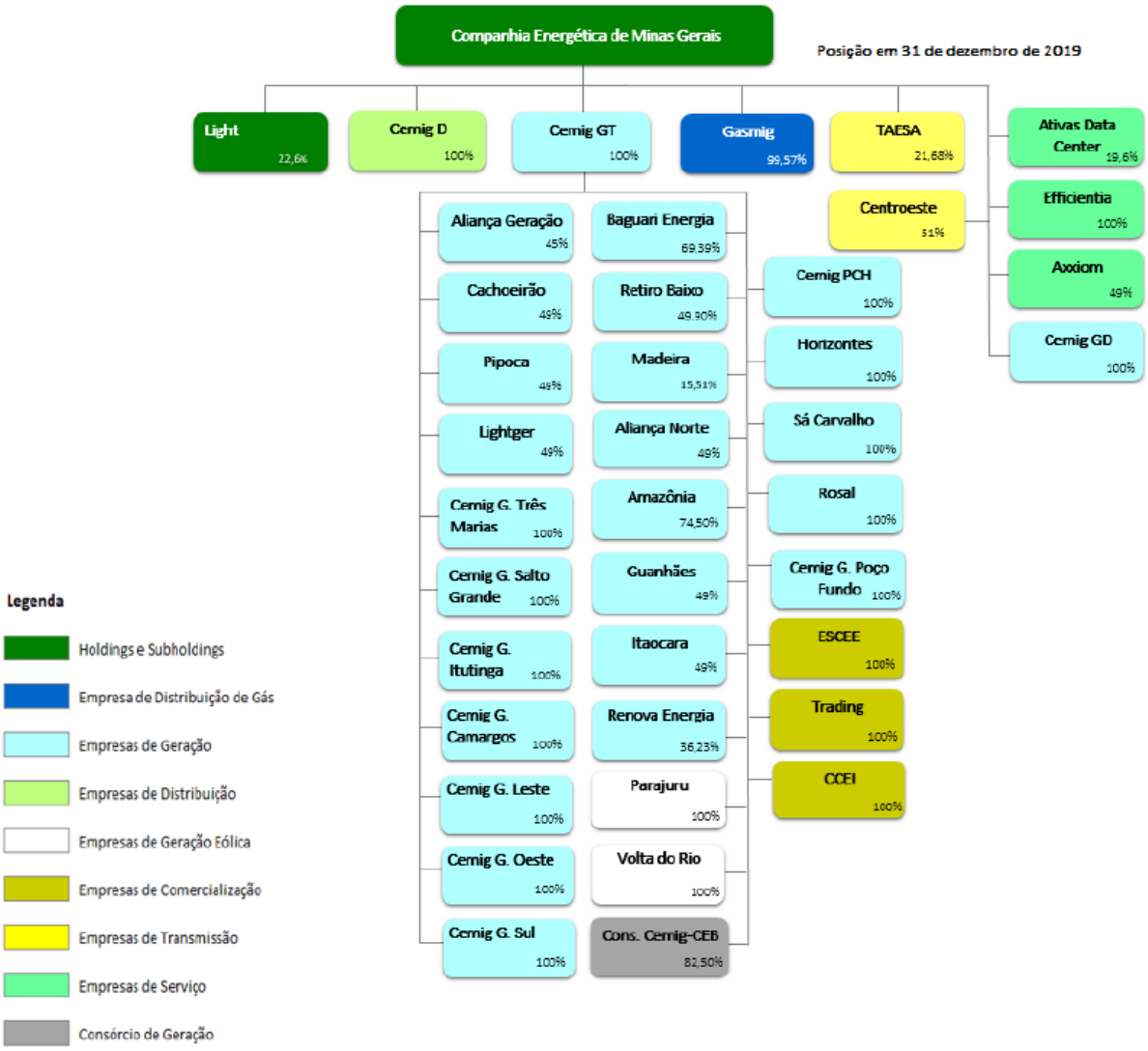
Em 13 de janeiro de 2020, a Centroeste tornou-se subsidiária integral da Companhia por meio da aquisição da participação acionária remanescente de 49% detida pela Eletrobrás.

A Centroeste opera na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão da linha de transmissão *Furnas–Pimenta* – parte da rede básica do Sistema Elétrico Interligado nacional.

A contraprestação em dinheiro transferida pela aquisição do controle da investida, integralmente em caixa, corresponde a R$45 milhões, que foi o preço constante do Edital do Leilão, corrigido pela variação acumulada da taxa Selic ocorrida até a data da conclusão da operação e ajustado pelos dividendos e/ou juros sobre o capital próprio pagos ou declarados em favor da Eletrobras no período.

Antes da aquisição acima e a partir de 31 de dezembro de 2019, a Companhia detinha uma participação de 51% da investida, e não controlava, a entidade de acordo com seu acordo de acionistas, portanto, os investimentos no Centroeste foram contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Para maiores informações, veja Nota 18 – *Investimentos* das demonstrações financeiras consolidadas.

As empresas constituídas no Brasil, descritas abaixo, são as nossas principais subsidiárias e coligadas 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 17 estados do Brasil e o Distrito Federal; e
- Light S.A. ('Light') – coligada, com participação direta de 22,58% do capital total: 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: 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. and Cemig Geração Três Marias S.A. O lote D é composto por 13 usinas, anteriormente propriedade da Cemig, e mais 5 usinas, que eram propriedade de 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 por meio 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 para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. Por meio das controladas em conjunto mencionadas acima, a Cemig GT detém uma participação indireta de 11,69% na Nesa. Após sua conclusão, com a instalação de sua 18ª turbina, em novembro de 2019, a capacidade instalada do complexo de barragens é de 11.233 MW. A Usina Hidrelétrica de Belo Monte é a maior usina hidrelétrica brasileira de 100% e uma das maiores do mundo.
- Investimento na Usina Santo Antônio por meio da Madeira Energia S.A ('Mesa'), que detém 100% da Santo Antônio Energia S.A., uma usina hidrelétrica no Rio Madeira, no estado do Rondônia, com capacidade instalada de 3.568 MW. A Cemig GT detém 15,51% do total de ações da Mesa.

Investimento na usina de Belo Monte por meio 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, por meio 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 18 de nossas demonstrações financeiras – *Investimentos*.

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, em termos de governança, saúde financeira, desempenho de ativos e satisfação do cliente.

Em 2019, o Conselho de Administração aprovou uma revisão do plano estratégico para 2020 – 2025. As principais orientações e diretrizes incluem o seguinte:

- Executar o programa de desinvestimento de ativos não-core, ativos que não fornecem retornos, ativos nos quais as participações não são materiais em escala e ativos com liquidez para alavancar novos investimentos;
- Investir para fortalecer o negócio principal;
- Atingir níveis otimizados de dívida e estrutura de capital;
- Garantir a eficiência operacional dos negócios;
- Consolidar competências, aumentar a produtividade e otimizar os custos de pessoal;
- Consolidar Saúde e Segurança como Valores da empresa;
- Garantir uma governança eficiente e elevar o nível de *compliance* e controles internos;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para os negócios;
- Estar em conformidade com os requisitos regulamentares; e
- Garantir a excelência no relacionamento com o cliente e no atendimento ao cliente.

Investimentos de capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, em milhões de reais, foram os seguintes:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2019	2018	2017
Rede de distribuição	986	861	1.083
Geração de Energia (1)	26	479	308
Rede de transmissão (2)	223	96	25
Outros	68	79	104
Total dos investimentos de capital (3)	**1.303**	**1.515**	**1.520**

(1) Inclui custos de empréstimos, capitalizados no montante de R$31 milhões em 2019, R$71 milhões em 2018, e R$142 milhões em 2017. Inclui a consideração, de R$166 milhões, paga pelas participações de 51% em Parajuru e Volta do Rio, em 2018.

(2) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão no montante de R$223 milhões em 2019, R$96 milhões em 2018, e R$25 milhões em 2017.

(3) As despesas de capital são apresentadas em nossa Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa, principalmente nas linhas de conta relacionadas a Ativos contratuais, Aquisição de participações acionárias, Aportes de capital em investidas, Imobilizado, Aquisição de subsidiárias, e Ativos intangíveis.

Em 2020, planejamos realizar investimentos de capital em relação ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$2.042 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R$295 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2020, visando atender necessidades de capital específicas. Considerando que a contração econômica decorrente do impacto da Covid-19 pode ter um efeito negativo na liquidez da Companhia, estamos revisando nosso programa de investimentos e despesas para adiar para 2021 R$266 milhões (13%) desses investimentos de capital, sendo R$168 milhões, R$17 milhões e R$81 milhões originalmente orçados para serem aplicados nos segmentos de distribuição, geração e transmissão, respectivamente. Os montantes planejados para o ano de 2020 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 2020 principalmente com o fluxo de caixa das atividades operacionais e, em menor medida, por meio de financiamento. Temos a expectativa de financiar nossa expansão e projetos por meio de empréstimos concedidos por bancos comerciais por meio 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 que transacionamos em 2019 totalizou 81.993 GWH, ou 2,2% mais que em 2018 (80.190 GWh). O volume em 2017 foi de 82.479 GWh, 2,9% a mais que em 2017. A quantidade de energia que produzimos em 2019 totalizou 6.756 GWh ou 38,8% mais que em 2018, quando produzimos 4.871 GWh, que por sua vez foi 26,3% menos que o total produzido em 2017. A quantidade de energia comprada por nós em 2019 foi de 75.237 GWh, ou 0,1% menos que os 75.319 GWh comprados em 2018, que representa uma redução de 0,7% em relação aos 75,873 GWh comprados em 2017. Esses números incluem os volumes comprados da Itaipu: 5.659 GWh em 2019, 5.738 GWh em 2018 e 6.230 GWh em 2017. Também incluem os

volumes comprados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ('CCEE') e de outras empresas – que somaram 69.577 GWh em 2019, 69.581 GWh em 2018 e 69.632 GWh em 2017.

A energia comercializada em 2019 foi de 81.993 GWh, uma redução de 2,2% em relação à comercializada em 2014, e 52% dessa quantidade (42.397 GWh) foi vendida aos consumidores finais, regulados e livres. O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2019 totalizou 7.554 GWh, o que corresponde a 9% dos recursos totais, e 9,8% mais que a perda de 6.881 GWh em 2018. 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)	**2019**	**2018**	**2017**
FONTES	**81.993**	**80.190**	**82.479**
Energia gerada pela Cemig	5.533	3.770	5.708
Energia gerada pela Sá Carvalho	295	326	214
Energia gerada pela Horizontes	48	61	64
Energia gerada pela Cemig PCH	96	81	94
Energia gerada pela Rosal Energia	192	182	128
Energia gerada pelas SPEs	592	451	398
Energia comprada da Itaipu	5.659	5.738	6.230
Energia comprada da CCEE e outras empresas	69.577	69.581	69.643
REQUISITOS	**81.993**	**80.190**	**82.479**
Energia entregue a clientes finais	42.397	42.707	40.147
Energia entregue pela Sá Carvalho	472	472	461
Energia entregue pela Horizontes	89	87	79
Energia entregue pela Cemig PCH	121	124	65
Energia entregue pela Rosal Energia	213	235	213
Energia entregue pelas SPEs	706	882	788
Energia entregue à CCEE e outras empresas	30.441	28.802	33.605
Perdas (1)	7.554	6.881	7.121

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (135 GWh em 2019) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

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

De acordo com a Aneel, em 31 de dezembro de 2019, fomos o quinto maior grupo de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. Nesta data, estávamos gerando energia em mais de 80 Centrais Hidrelétricas (pequenas centrais hidrelétricas – 'PCHs' – e usinas hidrelétricas de energia 'UHEs'), e 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 da 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 65% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2019:

Ranking (Capacidade Instalada)	Usina de Geração	Participação das Empresas do Grupo Cemig	Grupo (restrito/ Irrestrito)	Capacidade instalada (MW)	Início da Operação Comercial	Fim da Concessão ou Autorização	Tipo de Usina	Participação da CEMIG
1º	**Belo Monte**	Norte Energia	Irrestrito	1.376	2016	26/08/2045	UHE	11,69%
2º	**Emborcação**	Cemig GT	Restrito	1.192	1982	23/07/2025	UHE	100%
3º	**Santo Antônio**	Saesa	Irrestrito	553	2012	12/06/2043	UHE	15,51%
4º	**Nova Ponte**	Cemig GT	Restrito	510	1994	23/07/2025	UHE	100%
5º	**Irapé**	Cemig GT	Restrito	399	2006	28/02/2035	UHE	100%
Subtotal (5 principais)				**4.030**				
Total (Todas as usinas):				**6.183**				

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 230 kV, e integra a Rede Brasileira regulamentada pela Aneel e operada pelo ONS. Veja '*O Setor Elétrico Brasileiro*'. Em 31 de março de 2020, a Cemig GT e outras redes de transmissão da Cemig possuíam aproximadamente 6.839 quilômetros de linhas, conforme segue:

Classificação	Cemig GT	Outras empresas do grupo Cemig (Proporcional à participação da Cemig na concessão)
Linhas acima de 525 kV	–	94,95 km
Linhas de 500 kV	2.180 km	1.102 km
Linhas de 440 kV	–	109 km
Linhas de 345 kV	1.981 km	107 km
Linhas de 230 kV	769 km	494 km
Linhas de 220 kV	–	-
Total	**4.931 km**	**1.908 km**

Distribuição

Dentro do Grupo Cemig, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a Cemig Distribuição ('Cemig D'), além da investida Light S.A. ('Light'), na qual a Cemig possui participação de 22,58%.

A Cemig D possui quatro contratos de concessão de distribuição de energia 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 quilômetros quadrados, ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2019, o sistema de energia da Cemig D compreendia 536.540 quilômetros de redes de distribuição, por meio das quais foram fornecidos 25.562 GWh para 8.537.040 clientes regulados no ano de 2019, e transportados 19.351 GWh para 1.441 Clientes Livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 44.951 GWh, sendo 44,7% fornecidos aos clientes industriais regulados e livres, 14,5% a clientes comerciais regulados e livres, 23,4% a clientes residenciais regulados e 17,4% a outros clientes regulados e livres.

Outros negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também nos dedicamos aos seguintes negócios: (i) geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos da P.E.E.), gestão de suprimentos e armazenamento, por meio de nossa subsidiária recém-lançada Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM; (ii) venda e comercialização de energia, por meio da estruturação e intermediação de transações de compra e venda, comercialização de energia no Mercado Livre por meio de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A., Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A., e Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A; (iii) aquisição, transporte e distribuição de gás combustível ou seus subprodutos e derivados por meio da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig); e (iv) 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.

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:		
	2019	**2018**	**2017**
Vendas de energia para clientes finais	24.052	21.882	20.439
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.876	2.990	3.263
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e *Outros componentes financeiros*	58	1.973	988
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	2.722	2.045	1.611
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	504	411	371
Receitas de indenização de transmissão	156	250	373
Receita de indenização de geração	-	55	271
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	18	-	9
Receita de atualização financeira da Bonificação de Outorga	318	321	317
Receitas de construção	1.200	898	1.118
Transações com energia na CCEE	432	217	860
Fornecimento de gás	2.298	1.995	1.759
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(58)	(44)	-
Recuperação de créditos dos impostos PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	1.428	-	-
Outras receitas operacionais	1.722	1.585	1.484
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(12.336)	(12.312)	(11.151)
Total das receitas operacionais líquidas	**25.390**	**22.266**	**21.712**

Geração e comércio de energia

Visão geral

As cinco principais usinas da Cemig representavam mais de 65% de sua capacidade instalada de geração de energia em 31 de dezembro de 2019.

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:

- Clientes regulados pela Cemig, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, por meio do Mercado Livre;
- Outros agentes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre;
- Distribuidores no Mercado Regulado; e
- Transações em energia pela CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do Grupo Cemig).

O volume total de transações de energia em 2019 foi de 81.993 GWh, um aumento de 2,2% em comparação aos 80.190 GWh em 2018.

Ativos de Geração

Na data deste relatório anual, as subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas da Cemig operaram 90 usinas, totalizando 6.182,6 MW.
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 Cemig GT detém 100% das seguintes empresas:

- 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. A Cemig GT constituiu essas empresas em 2016 para deter os contratos de concessão de 18 usinas hidrelétricas ganhas no leilão no ano anterior. O total da capacidade de geração instalada garantida para o portfólio da Cemig GT foi de 699,6 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 *Salto do Voltão* e *Salto do Passo Velho*, no estado de Santa Catarina.
- Rosal Energia S.A. – concessionária operando por meio 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, por meio da Usina Hidrelétrica *Sá Carvalho*.

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 1.257 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 capacidade instalada de 495 MW.
- Amazônia Energia Participações S.A. (49% do capital votante, 74,5% do capital total) – Detida conjuntamente com a Light (25,5%). Detém 9,77% da Norte energia S.A., representando uma capacidade instalada de 818 MW indiretamente detida pela Cemig GT.
- Renova (45,83% do capital votante, 36,23% do capital total) – Em 31 de dezembro de 2019, a Renova detinha contratos de suprimento por mais de 628,2 MW de capacidade de geração, sendo que 190,2 MW já estavam em operação comercial.
- Baguari Energia S.A. (69,39%) – A empresa opera a Usina Hidrelétrica de *Baguari* por meio 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 83,66 MW e energia assegurada de 36,6 MW;
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produtora independente de energia, em regime de produção independente por meio 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%) – Produtora independente de energia elétrica, que construiu e explora a PCH *Pipoca*, localizada no rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais – os outros 51% são detidos pela Asteri Energia S.A.;
- LightGer S.A. (49%) — Produtora independente de energia elétrica, constituída para construir a 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 por meio das seguintes empresas: SAAG, FIP Melbourne (33,12%), Parma (56,75%) e FIP Malbec (49,92%).

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

- Light (22,58%) – Detém 25,5% da Amazônia Energia Participações S.A., 51% da LightGer S.A. (os outros 49% pertencem à Cemig GT), e 100% da Itaocara Energia Ltda. A Light Energia possui investimentos em diversas entidades controladas em conjunto – por exemplo, 51% da Guanhães Energia S.A. (os outros 49% pertencem à Cemig GT); e 100% da Lajes Energia S.A., São Judas Tadeu e Fontainha. A Light possui potência instalada de geração total de 1.187 MW e uma energia assegurada de 872 MW médios, incluindo as participações proporcionais em coligadas.

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

- 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;
- Guanhães Energia S.A. (49%) – Proprietária de 100% das PCHs Guanhães SHP, Senhora do Porto SHP, Jacaré SHP e Fortuna II SHP, responsáveis pela construção e operação 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*; os 51% restantes são detidas pela Itaocara Energy Ltd. (que é 100% detida pela Light). 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 – 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.
- Consórcio da Usina Hidrelétrica Davinópolis (49%) – Criado para conduzir em parceria com a Neoenergia (51%) um estudo de viabilidade deste 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 investimentos em parques eólicos:

- Renova (45,83% do capital votante, 36,23% do capital total);
- 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

Projeto Guanhães: A Guanhães Energia S.A. é uma entidade controlada em conjunto, 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. Em julho de 2019, o projeto atingiu sua capacidade instalada agregada, de 44MW.

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 *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% por meio da Amazônia Energia S.A. e da Aliança Norte Energia Participações S.A., acionistas da Norte Energia S.A. Em novembro de 2019, a usina hidrelétrica completou sua capacidade total de 11.233 MW, que representa uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo.

Em 30 de abril de 2015, o Consórcio UHE Itaocara ('o Consórcio'), no qual a Cemig GT detém 49%, e a Itaocara Energia Ltda., controlada pela Light, detém 51%, conquistou a concessão de *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 – e a fornecer energia a partir de 1º de janeiro de 2020, com prazo de concessão 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 de Energia Brasileira' Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras'.

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

	Extensão da rede de transmissão, em quilômetros, em 31 de dezembro de:		
Tensão das linhas de transmissão	**2019**	**2018**	**2017**
500 kV	2.180	2.180	2.180
345 kV	1.981	1.981	1.981
230 kV	769	769	769
Total	**4.930**	**4.930**	**4.930**

	Capacidade de transformação (1) das subestações de transmissão em 31 de dezembro de:		
Subestações	**2019**	**2018**	**2017**
Número de subestações de transmissão (2)	38	38	38
MVA	17.425	17.615	17.615

(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 capacidade dos negócios em conjunto (subsidiárias e coligadas da Cemig, de transmissão), proporcional à participação detida pelo Grupo Cemig em cada caso, nas datas indicadas:

	Extensão da rede de transmissão em quilômetros em 31 de dezembro:		
Tensão das linhas de transmissão	**2019**	**2018**	**2017**
>525 kV	95	95	95
500 kV	1.102	1.052	1.084
440 kV	109	109	109
345 kV	108	50	50
230 kV	494	415	423
220 kV			
Total	**1.908**	**1.722**	**1.762**

Ativos de transmissão

A linha de transmissão 345kV *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 345kV, 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. Em 13 de janeiro de 2020, a Companhia concluiu a aquisição de 49% do capital social detido pela Eletrobrás na Centroeste, tornando-se o único proprietário da investida desde então.

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. Representa o principal interesse que temos em uma Companhia de transmissão no setor elétrico brasileiro.

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 2019, investimos aproximadamente R$986 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 quilômetros – Alta Tensão
(de subestações de distribuição a clientes finais)

	Em 31 de dezembro de:		
Tensão nas linhas de distribuição	**2019**	**2018**	**2017**
161 kV	49	49	48
138 kV	12.828	12.787	12.681
69 kV	3.576	3.576	3.586
34.5 kV + Outras	1.020	1.020	976
Total	**17.472**	**17.432**	**17.291**

Extensão da rede de distribuição em quilômetros – Média e baixa tensões
(de subestações de distribuição a clientes finais)

	Em 31 de dezembro de:		
Tensão da rede de distribuição	**2019**	**2018**	**2017**
Linhas aéreas de distribuição urbana	106.576	106.216	105.789
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	2.478	2.470	2.463
Linhas aéreas de distribuição rural	413.311	410.421	405.434
Total	**522.365**	**519.107**	**513.687**

Capacidade de transformação abaixadora (1) de subestações de distribuição

	2019	**2018**	**2017**
Número de subestações	409	405	404
MVA	10.742,00	10.681,35	10.585,91

(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.

Expansão da capacidade de distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os cinco anos 2018–2022 baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para acomodar esse crescimento, planejamos adicionar linhas de distribuição, até 12.348 quilômetros de média e baixa tensão e 2.957 quilômetros de alta tensão; 80 subestações de redução, adicionando 2.150 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de energia elétrica

Em 2019 compramos 5.659 GWh de energia da Itaipu, representando aproximadamente 13% da energia que vendemos aos clientes finais, e 616 GWh (1,5%) da energia do PROINFA. Também adquirimos 1.063 GWh sob Contratos de Cotas de Energia Nuclear ('CCENs') (2,5%); e 7.472 GWh de energia sob Contratos de Cota de Garantia Física, ou 'CCGFs' (18%). Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 24% da energia adquirida para revenda durante 2019; 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 2019.

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 Eletrobras, 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 obrigadas a comprar a totalidade da 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 2.355/2017 fixou esta porcentagem em 10,09% e para 2019, em 10,03% (Resolução nº 2.500/2018). 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 afetam 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 no ano 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'): Estes 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 são formalizados entre a Cemig e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões.

'*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. Em 2019 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 derivados do petróleo, como o diesel e o gás liquefeito de petróleo ('GLP'), e à madeira, produtos de madeira e carvão vegetal. Em 2019 a Gasmig forneceu aproximadamente 2.301 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 51.966 clientes, em 39 cidades: 109 plantas industriais de grande e médio porte, 981 pequenas plantas industriais e clientes comerciais, 55 estações de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido ('GNC') para veículos, 2 usinas de geração de energia a gás, 4 projetos de cogeração, 2 distribuidores de GNC para clientes industriais, postos de abastecimento de veículos de varejo, e 50.813 residências.

Em 2019 Gasmig teve uma despesa de aquisição de gás de R$1.436 milhões comparado a uma despesa de R$1.238 milhões em 2018 – um aumento de 15,99%. Embora os volumes tenham caído 2,25%, a despesa aumentou principalmente devido ao aumento de 20,96% 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.

Os investimentos de capital em 2019 totalizaram R$43 milhões e foram adicionados 35,7 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

A competência para conceder concessões para a distribuição de gás natural é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, o regulador, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado, fixa as tarifas de gás natural por 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 nossa subsidiária 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. O processo foi concluído em novembro de 2019, quando foram determinados parâmetros, taxa de remuneração, expectativas de investimento, custos e volumes para determinar tarifas no ciclo de 2018-2022. 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', now named 'Sede') 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 uma das suas condições para a prorrogação do contrato de concessão, definida no segundo termo aditivo, permitindo a extensão do prazo de vigência do ano de 2023 para 2053, foi a execução dos investimentos para a construção do gasoduto.

Em 19 de setembro de 2019, a Companhia assinou, com o Estado de Minas Gerais, como Poder concedente, a terceira Emenda do Acordo de Concessão de Exploração Industrial, Institucional e Residencial de Serviços de gás canalizado do Estado de Minas Gerais, que representa a conclusão do processo de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, mediante pagamento de um Bônus de Outorga no montante de US$852 milhões, corrigido a partir de sua data-base de 1 de janeiro de 2019 até a data de seu pagamento, à taxa DI (de depósitos interbancários) 'extra grupo' e assegura que a Gasmig mantenha a extensão do prazo da sua concessão até ao ano 2053.

Em 26 de setembro de 2019, a Companhia emitiu Notas Promissórias comerciais, em uma única série, totalizando R$850 milhões, com prazo de vencimento de 12 meses e juros de 107% da taxa de DI, sem qualquer garantia ou endosso. Os recursos desta edição foram plenamente utilizados, em 26 de setembro de 2019, para pagar a bonificação de outorga devido à Autoridade Concedente, atualizado pela variação da taxa de DI desde 1o de janeiro de 2019, no valor de R$891,2 milhões.

Também de acordo com a terceira emenda do Acordo de Concessão, o valor total pago como uma subvenção compensatória será adicionado à base de remuneração do ativo da Companhia e considerado no processo de revisão tarifária pelo outorgante como ativo intangível a ser amortizado até o final do contrato de concessão, com efeitos imediatos na fixação e revisão de tarifas.

Com a conclusão da primeira Revisão Periódica de Tarifa da Gasmig (a '1a. RPT'), em novembro de 2019, a SEDE confirmou a inclusão da bonificação de outorga na base de ativos regulatórios. A revisão resultou em orientação sobre metas de investimento e qualidade, expansão de serviços e definição do novo projeto tarifário, oferecido pela Gasmig, no ciclo de 2018 a 2022.

Entre as alterações aprovadas estão a criação de novas classes tarifárias, novas faixas de consumo, absorção de clientes de outras classes, e alterações nas cascatas de cobrança, a fim de satisfazer as exigências do mercado e simplificar a classificação dos clientes nas respectivas categorias. O novo modelo tarifário proposto inclui as seguintes categorias: Industrial, Comercial e Industrial com menor consumo; Residencial Individual; Residencial Coletiva; Cogeração; Termoelétrico; Gás Natural Comprimido ou Gás Natural Liquefeito; e Gás Natural.

Serviços de consultoria e outros serviços

A **Cemig SIM** foi criada em outubro de 2019, como uma fusão das empresas *Efficientia* e *Cemig GD*, para operar nos mercados de: geração distribuída, eficiência energética e soluções energéticas. Além da estratégia de marca e marketing focada no setor de varejo e na transformação digital do setor de eletricidade, a cultura organizacional do SIM, que tem um forte caráter de inovação e tecnologia, está sendo construída para que os clientes estejam sempre no centro das decisões.

Em 2019, a Cemig SIM realizou a comercialização da energia de 2.342 MWh/mês proveniente de 3 usinas de geração fotovoltaica (UFV Janaúba, UFV Corinto e UFV Manga), conquistando 1.456 clientes.

Em soluções de energia, a Cemig SIM operará em 2020 na implementação de plantas fotovoltaicas em clientes de média tensão, e também em projetos de eficiência energética. Os modelos de negócios também estão sendo desenvolvidos para os mercados de: armazenamento de energia, veículos elétricos, e cogeração.

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 por meio de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A., ESCEE Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. e Cemig Comercializadora 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 2019 foi de 7.554 GWh, um aumento de 9,8% em comparação a 6.881 GWh em 2018. A CCEE repartiu para a Cemig D perdas de 506 GWh na rede nacional. Outras perdas de energia, totalizando 7.048 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

As perdas técnicas foram aproximadamente 64,6% das perdas totais de energia da Cemig D em 2019. 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 35,4% das perdas totais de energia da Cemig D em 2019. 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.

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

No final de 2019, 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'), também expressado como uma média experienciada pelo consumidor, foram de 10,64 e 5,06 respectivamente. Em 2018, após uma avaliação pela Aneel, os valores referentes ao Cemig D para SAIDI e SAIFI mudaram de 10,06 para 10,56 e de 5,06 para 5,24, respectivamente.

Em dezembro de 2015, a Cemig D assinou a alteração contratual que unificou os seus contratos de concessão para a prestação de serviços públicos de distribuição de eletricidade, que estendeu as concessões de 1 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2045. O contrato definiu limites para a parte interna dos indicadores de continuidade, índice de duração da interrupção média do sistema interno ("SAIDI-i") e índice de frequência da

interrupção média do sistema interno ("SAIFI-i"), e desde 2016 a Cemig está em conformidade com os limites do contrato, conforme mostrado na tabela abaixo.

	SAIDI-i (horas)				SAIFI-i (interrupções)			
Ano	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Limite	11,62	11,32	11,03	10,73	8,12	7,76	7,39	7,03
Desempenho	11,57	11,18	10,42	10,56	5,37	5,44	5,13	4,85

Embora o SAIDI-i em 2019 tenha apresentado um pequeno aumento em relação aos 2018 resultados, se analisarmos o SAIDI total, que representa a real percepção do cliente sobre quedas de energia, incluindo até mesmo os dados não considerados na medição, o resultado é uma melhoria de quase 1 hora, de 14,56 em 2018 para 13,62 em 2019.

Clientes e faturamento

Base de clientes

O Grupo Cemig comercializa energia por meio 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, CE Praias de Parajuru and CE Volta do Rio.

Este mercado consiste na venda de energia para:

- clientes regulados, na área de concessão da Cemig no Estado de Minas Gerais;
- clientes Livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, por meio do Mercado Livre;
- outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre; e
- distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2019, comercializamos um total de 55.044 GWh, ou 0,92% menos que em 2018, enquanto o total de energia que transportamos para Clientes Livres teve crescimento de 0,3%, atingindo o montante de 19.351 GWh. As vendas de energia para clientes finais, mais o nosso consumo próprio, em 2019 totalizaram 43.596 GWh, ou 0,08% a mais que em 2018. As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia totalizaram 11.448 GWh em 2019 – ou 4,5% menos que em 2018.

Em dezembro de 2019, o Grupo Cemig atingiu 8.537.540 clientes faturados – um crescimento de 1,5% na base de clientes, em relação a dezembro de 2018. Destes, 8.537.176 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da Cemig; e 364 são outros agentes no setor energético brasileiro.

Vendas para clientes finais

Residencial

A categoria de clientes residenciais representou 19,1% das vendas de energia da Cemig em 2019, totalizando 10.538 GWh – ou 2,6% a mais que em 2018; e o consumo médio mensal por cliente em 2019 foi de 126,1 kWh/mês, ou 0,4% menos que em 2018 (125,5 kWh/mês).

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

- Aumento de 149.331 clientes;
- Temperaturas mais elevadas do que no ano anterior.

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 29,1% do volume total de energia comercializada por nós em 2019, em 16.024 GWh, ou 9,4% menos que em 2018.

Este declínio é a composição da redução de 7,9% no Mercado Regulado e de 9,7% no Mercado Livre.

O número de clientes 58,7% menor do que em 2018, uma redução de 42,466 clientes, afetou o segmento de clientes cativos. Isso foi devido a uma reclassificação em maio de 2019 de cerca de 50% dos consumidores industriais para as categorias Comercial e Residencial; e a uma migração dos consumidores para o mercado livre. No segmento de Clientes Livres, a redução ocorreu devido ao término dos contratos de venda de energia.

Comercial e Serviços

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 17,4% do volume total de energia comercializada por nós em 2019, em 9.567 GWh, 14,2% maior que em 2018. Isso reflete um aumento de 0,5% no volume faturado aos clientes regulados da Cemig D e um crescimento de 36,5% no volume de energia faturada pela Cemig GT e de suas subsidiárias integrais aos Clientes Livres, em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

O aumento do volume de energia está associado ao aumento do número de clientes. No mercado cativo, o número de clientes aumentou 11,8%, principalmente devido à reclassificação dos consumidores das classes Industrial e Rural para Comercial. No segmento de Clientes Livres, houve um aumento de 177 clientes, principalmente devido à migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Clientes Rurais

A energia utilizada por esta categoria de clientes foi de 3.795 GWh em 2019, 5% maior que em 2018, e 6,9% do total em 2019. O consumo para irrigação teve um crescimento de 12,3%, e sua utilização na agricultura aumentou 1,3%. Os fatores climáticos (menor volume de chuva e temperaturas mais altas no início de 2019) afetaram o consumo total de clientes rurais.

Outras categorias de clientes

O fornecimento para outras categorias – governo, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio – totalizou 3.672 GWh em 2019, ou 1,7% mais que em relação a 2018.

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

No ano de 2019, a comercialização de energia atingiu o montante de 9.340 GWh, 3,3% a menos que em 2018. A redução deve-se à rescisão de contratos de vendas da Cemig GT.

Vendas no Mercado Regulado

As vendas no mercado regulamentado em 2019 totalizaram 2,108 GWh, ou 9,6% menos do que em 2018, devido ao término dos contratos de venda do 15º Leilão de 'energia existente'.

O mercado do Grupo Cemig encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2019, comparado a 2018:

Tipo de Venda	2019				2018				Variação ano/ano	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	Nº de clientes	Participação (%)	Valor (GWh)	Participação (%)	Nº de clientes	Participação (%)	Valor (GWh)	Participação (%)	Variações (%)	Variações (%)
Energia comercializada	**8.537.540**	**100,00**	55.044	**100,00**	**8.409.535**	**100,00**	**55.555**	**100,00**	**1,5**	**-0,9**
Vendas para clientes finais	8.536.461	99,99	43.5558	79,13	8.408.481	99,99	43.522	78,34	1,5	0,1
Residencial	6.966.696	81,60	10.538	19,14	6.817.365	81,07	10.266	18,48	2,2	2,6
Industrial	30.659	0,36	16.024	29,11	73.003	0,87	17.689	31,84	-58,0	-9,4
Cativo	29.875	0,35	2.383	4,33	72.341	0,86	2.588	4,66	-58,7	-7,9
Livre	784	0,01	13.641	24,78	662	0,01	15.101	27,18	18,4	-9,7
Comercial	806.602	9,45	9.567	17,38	721.149	8,58	8.380	15,08	11,8	14,2
Cativo	805.811	9,44	5.214	9,47	720.535	8,57	5.190	9,34	11,8	0,5
Livre	791	0,01	4.353	7,91	614	0,01	3.190	5,74	28,8	36,5
Rural	647.066	7,58	3.795	6,90	712.793	8,48	3.615	6,51	-9,2	5,0
Cativo	647.064	7,58	3.792	6,89	712.792	8,48	3.614	6,51	-9,2	5,0
Livre	2	0,00	3	0,01	1	0,00	1	0,00	100,0	200,0
Outras Categorias	85.438	1,00	3.634	6,60	84.171	1,00	3.571	6,43	1,5	1,8
Consumo Próprio	715	0,01	38	0,07	702	0,01	41	0,07	1,9	-7,3
Vendas no Atacado	364	0,00	11.448	20,80	352	0,00	11.991	21,58	3,4	-4,5
Contratos no Mercado Regulado	27	0,00	2.108	3,83	28	0,00	2.333	4,20	-3,6	-9,7
Contratos Livres e Bilaterais	337	0,00	9.340	16,97	324	0,00	9.658	17,38	4,0	-3,3

Esta tabela mostra o volume das vendas de energia do Grupo Cemig para a classe Industrial, no ano de 2019, segundo os principais setores de atividade econômica:

Setores de atividade	Volume faturado (GWh)	(%)
Metalurgia	3.422	21,4
Mineração.....	2.150	13,4
Produtos minerais não metálicos	1.930	12,0
Produtos alimentares	1.662	10,4
Produtos químicos	967	6,0
Indústria automotiva	924	5,8
Produtos plásticos.....	898	5,6
Têxtil	728	4,5
Eletricidade, gás e outros serviços públicos	642	4,0
Demais setores	2.701	16,9
Total, clientes industriais.....	**16.024**	**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
ARCELORMITTAL	Metalurgia
VALLOUREC	Metalurgia
FIAT	Indústria automotiva
COMPANHIA BRAS. DE METALURGIA E MINERACAO	Metalurgia e mineração
SAINT GOBAIN	Produtos químicos, minerais não metálicos
NOVELIS DO BRASIL	Metalurgia
HOLCIM	Produtos minerais não metálicos
WHITE MARTINS	Produtos químicos
ANGLOGOLD ASHANTI	Mineração metálica

Faturamento

A Resolução Normativa 414/2010 da Agência Nacional de energia (Aneel) regula o faturamento de clientes que têm contratos ativos de fornecimento com Cemig D, entre outros instrumentos.

De acordo com a Resolução, o faturamento do consumo de energia e demais cobranças é efetuado com periodicidade mensal, de acordo com 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). 'Unidade consumidora' significa 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 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 são cobrados por unidade de utilização da energia, no prazo de cinco dias úteis após a leitura do medidor. Estes clientes recebem a fatura de energia por e-mail.

Os clientes de média tensão – um total de aproximadamente 13.628 consumidores – recebem energia a uma tensão de 2,3 kV ou mais. São cobrados dentro de dois dias úteis após a leitura do medidor. As faturas são encaminhadas para os clientes em vias impressas e também por e-mail, para pagamento em cinco dias úteis a partir da data de recebimento. A Cemig D realiza os faturamentos de aproximadamente 88% de forma automatizada, graças à modernização e a automação da leitura dessas unidades consumidoras, por meio dos procedimentos de telemedição. 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 realizado 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 *Onsite 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.) Para a grande maioria destes clientes a fatura baseia-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 39% em 2019, com aproximadamente 307.000 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. A redução de utilização de papel contribui para a redução de custos globais e contribui para sustentabilidade ambiental.

Em 2019, a Cemig D economizou aproximadamente R$600 mil com as notas fiscais 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 2017 a 2019, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2019	10.674	10.686	11.008	11.192
2018	10.309	11.090	11.014	11.110
2017	10.364	10.712	10.607	10.817

Concorrência

Contratos com Clientes Livres

Em terça-feira, 31 de dezembro de 2019, a Cemig GT possuía uma carteira de contratos com 1.910 clientes livres, industriais e comerciais. Deste total, 988 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais, com 59% da energia total vendida pela Cemig GT no ano de 2019.

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 2019, 82 das 90 usinas da Cemig utilizam essa fonte e são responsáveis por 97,8% da nossa 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 operacionalizam 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. No dia deste 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 2019, as árvores responderam por 37.101 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 terceiros. As intervenções são realizadas por meio 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 seus funcionários próprios e agentes 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 faz contratos novos para 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, está sujeito a sanções administrativas, como multas, ou 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'): a Supram de Minas Gerais é a autoridade 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 chegar a pleno cumprimento da regulamentação do setor.

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. De acordo com a lei aplicável, a Empresa tem permissão para operar enquanto aguarda a apreciação da requisição.

Para gerenciar o cumprimento das condicionantes, utilizamos o Índice de Redução do Risco do Não Cumprimento das Condicionantes Ambientais ('IRDC').

Em 2019, foram obtidas 9 licenças e autorizações para regularização de projetos da Cemig D, na categoria Documentos Autorizativos para Intervenções Ambientais ('DAIAs'). Todos os projetos acima foram regularizados nas agências do IEFs *(Institutos Estaduais de Florestas*) – órgãos ambientais do Estado de Minas Gerais – espalhadas pelo Estado.

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

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 (o 'Novo Código Florestal'), uma Reserva Legal é uma área localizada em uma propriedade 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 uma 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 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 estar sujeitas a 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. A Cemig GT preparou e protocolou pedidos perante os órgãos ambientais relativos a todas as avaliações ambientais necessárias, incluindo a PACUERA, em relação a todas as instalações que utilizam reservatórios artificiais, conforme exigido por lei.

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 de 2013 (Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013) sobre os negócios da Cemig GT, a empresa submeteu uma consulta ao Instituto Estadual de Florestas ('IEF'), para ser informada sobre a compensação ambiental devida relativo ao Sistema de Transmissão. O IEF submeteu o inquérito à Advocacia Geral da União ('AGU'). Na data deste relatório anual, a Companhia ainda 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 da alta administração da Cemig de havia necessidade de adotar medidas mais efetivas para a conservação da ictiofauna dos rios onde a empresa possui empreendimento. As principais atividades do programa se resumem na sua missão, como segue: '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 por causa das informações geradas são os princípios que norteiam o trabalho desenvolvido pela equipe do *Peixe Vivo*.

Em média, no período de 2007 a 2019, a Cemig gastou R$6,0 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa *Peixe Vivo*.

O Programa desenvolve sete projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 50 estudantes e pesquisadores.

Estas parcerias, que operam desde 2007, resultaram em 619 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 o trabalho da Cemig em diversos países, e estados do Brasil. 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 direitos 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 por meio do seu programa *Escave com Segurança*. Orientação e apoio para a execução segura de obras podem ser solicitados por meio 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 2019, as medidas de mitigação adotadas pela GASMIG reduziram danos a terceiros, em comparação de números anteriores. A eficiência da prevenção de danos de terceiros foi de cerca de 99,5%, considerando o número total de intervenções executadas perto dos dutos. A perda de gás natural foi reduzida devido à baixa pressão usada em dutos danificados e devido ao curto tempo de resposta para contenção de vazamentos. Em colaboração para acelerar a resposta a incidentes, foram criadas zonas seguras ('bloqueios'), tornando a participação mais eficaz. A GASMIG também implementou um Plano de Gerenciamento da Integridade do Gasoduto Metálico. A partir desse plano, técnicas apropriadas estão sendo usadas para uma avaliação direta de ameaças à corrosão externa e interna de tubulações de gás. Paralelamente, a GASMIG está se preparando para realizar inspeção interna com 'porcos eletrônicos' no gasoduto do *Vale do Aço*, uma das principais tubulações de gás da Companhia.

Ocupação irregular de linhas suspensas de alta tensão

Temos servidões para nossas redes de transmissão e distribuição em terra sujeitas a restrições. Uma parte significativa de tais terrenos, no entanto, é ocupada por construções não autorizadas, a maioria 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 ou a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia.

Para mitigar esses riscos, temos sido monitorando e registrando invasões e tomando medidas para prevenir invasões nas faixas das linhas de transmissão e subtransmissão. Várias medidas foram adotadas para preservar a faixa de segurança destas linhas, entre as quais 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; e remoção de ocupação das faixas de segurança por meio de acordos com os moradores locais e parcerias com as municipalidades na nossa área de concessão.

Áreas de Represas – Implementamos medidas de segurança para proteger nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando patrulhas móveis para o controle das margens de reservatórios. A Empresa está planejando instalar sistemas de segurança eletrônica em todas as usinas de geração de energia da empresa. Em várias plantas este sistema já está funcionando. Todos os pescadores encontrados dentro das instalações são abordados pelos guardas e solicitados a sair do local, que tem ocorrido sem resistência ou violência. Há placas nas margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica indicando a propriedade. Invasores de áreas são identificados e reportados 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. No entanto, estamos fazendo nossos melhores esforços, até mesmo estabelecendo parcerias com a Polícia Militar de Minas Gerais para prevenir essas invasões, e prevenir quaisquer danos ambientais a Áreas de Proteção Permanentes (APPs) ao redor dos reservatórios. Para fiscalizar as áreas dos reservatórios, durante 2019, dirigimos aproximadamente 141.226 quilômetros em veículos, e passamos 476 horas navegando em reservatórios e cursos de água. Campanhas educacionais também são realizadas em escolas com palestras e distribuição de livretos sobre a preservação do meio ambiente.

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 (*Clean Development Mechanism* – CDM), 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 *Carbon Emission Project* (Projeto Emissões de Carbono).

O Grupo Cemig tem participação em projetos do CDM registrados na *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), incluindo sete PCHs com capacidade de 116 MW e duas usinas hidrelétricas com capacidade combinada de geração 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 UHEs *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 or SC), da qual o Brasil é signatário e que foi ratificada pelo Decreto nº 5.472/2005, estipula a retirada de operação de equipamentos contaminados com PCBs até 2025 e sua completa destruição até 2028.

Estão em elaboração duas propostas para gerenciamento de PCB: Projeto de Lei nº 1.075/2011 e o Processo Conama nº 02000.001745/2012-63. Algumas provisões no texto de ambas estas regulamentações propostas apresentam exigências que extrapolam o que é exigido pela CE/SC e as práticas adotadas em diversos países desenvolvidos. Assim, dependendo de qual regulamentação vier a ser aprovada, o gerenciamento de PCBs pode afetar o contrato de concessão e ter impacto técnico e econômico na Cemig e em todas as concessionárias do setor energético brasileiro, 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

A Cemig investe em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento da modernização de nossas redes de geração, distribuição e transmissão. A Cemig continua desenvolvendo e implementando novos sistemas, com o objetivo de otimizar suas atividades internas e aumentar a disponibilidade de sua infraestrutura e aplicativos que suportam os negócios da Companhia.

Centro de Operação do Sistema

O Centro de Operação do Sistema da Cemig ('COS'), localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o 'centro nevrálgico' 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 as interligações 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 extra alta tensão, 17 grandes usinas geradoras, 14 usinas geradoras menores, e uma usina de energia eólica.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade do suprimento de energia aos seus clientes e ao sistema. 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 409 subestações de distribuição, 512.571 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 17.302 quilômetros de linhas de distribuição, e 8,37 milhões de clientes; e opera em 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 17.700 serviços de campo por dia em 2019. 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 também 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 aos imóveis, 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. Desde então, o sistema é usado pelas equipes de registro de ativos de alta, média e baixa tensão da Cemig.

Em 2019 nós implementamos a reconciliação das unidades de registro de rede básica com os elementos registrados em SAP/ERP, o módulo de consulta e o módulo de cálculo elétrico.

As etapas restantes de implantação serão concluídas em 2020, provavelmente até o mês de julho.

Há outras soluções de TI baseadas em tecnologias GIS, como painéis geográficos com dados disponíveis em visualizações tabulares e de mapa, painéis de automação para operações de distribuição, sistema para gerenciamento, inspeção e segurança de barragens e integrações para permitir o acesso a visualizações de mapa simples.

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 quilômetros 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 de geração, 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 hidrometeorológico 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 próprio de radiocomunicação, instalado em aproximadamente 848 religadores e 77 comutadores automatizados. Outros 8.296 religadores são monitorados e controlados utilizando soluções de terceiros – 8.149 suportados por solução móvel, e 150 via satélite.

Despacho de serviços comerciais e técnicos é realizado com auxílio de 1.200 terminais móveis em veículos, conectados por uma solução híbrida satélite-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 da 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, os procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema (NOS) e outros regulamentos específicos.

Rede de dados corporativos

Nossa rede de dados corporativos serve 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*s, ou IPSs), sistemas 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, 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 Scorecard*. Os objetivos estratégicos são colocados 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. A auditoria interna e os auditores externos independentes avaliam esse sistema anualmente.

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.

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 segurança, qualidade e produtividade aos nossos processos de distribuição de energia, em conformidade com as exigências do mercado e da regulamentação.

Em 2019 configuramos uma nova solução baseada no software *Salesforce* para melhorar a eficiência e a confiabilidade das ações de comércio de energia relacionadas ao uso de ativos do sistema de distribuição. Visamos melhorias nos controles sobre os processos de vendas de energia, maior rastreabilidade de informações, gerenciamento de portfólios de clientes com mapeamento de novas oportunidades, uso de dispositivos móveis, como tablets e smartphones e maior agilidade para faturamento de clientes.

A solução está em operação e novos recursos serão implantados em 2020.

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.

Em 2019, iniciamos um projeto para instalar novos produtos de TI para melhorar os processos de engenharia, com base na plataforma Cyme, fornecida pela Cooper Power Systems.

A plataforma CYME é um sistema especializado que inclui cálculos elétricos complexos para o planejamento e o estudo de redes de distribuição. No caso da Cemig, que tem uma rede de distribuição extensa e integrada e um nível significativo de complexidade, as atividades para implementar a solução tecnológica são ainda mais desafiadoras e exigentes, exigindo esforços consideráveis para concluir as etapas.

Estamos desenvolvendo um sistema de Preços, Inteligência Competitiva e Estratégia com base em orçamento e análise de mercado. A partir de dados sobre materiais adquiridos pela Cemig, é possível estimar custos futuros de aquisição por meio de análise preditiva de preços de mercado, e prever se o material aumentará ou diminuirá o valor futuro. Todos os números são usados para serviços de orçamento, especialmente para serviços de campo, onde podemos colocar todos os custos de materiais vinculados à equipe, tais como ferramentas, equipamentos de proteção pessoal, veículos e custos de mão-de-obra, para determinar o custo da execução dos serviços. Com todas estas análises, espera-se que se economize dinheiro comprando o material e o serviço de menor custo no melhor tempo possível.

Canais de relacionamento com o cliente

Possuímos nove grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. O contato para atendimento ao cliente, tanto em caráter de emergência ou para solicitações de serviços, pode ser feito por meio de: (i) nosso call center, sendo capaz de atender uma média de 40.000 chamadas por dia, além de contar com um serviço eletrônico eficiente por meio 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 46 tipos de serviços; (iv) SMS; (v) as redes sociais: Facebook, WhatsApp e Twitter; (vi) o nosso aplicativo de smartphone *Cemig Atende*, que oferece 15tipos de serviços, e o aplicativo Telegram Messenger, que oferece quatro tipos de serviços.

Sistemas de manutenção e reparos

Os 17.430 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 230 kV a 500 kV, 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 o sistema das linhas de transmissão de alta tensão da Cemig D é inspecionado uma vez por ano por helicóptero, sendo utilizado o equipamento gyro-estabilizado 'Gimbal', com 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 GT são inspecionadas duas vezes por ano por 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 'linha viva'. Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para suportar o trabalho em rede energizada e desenergizadas.

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

Ativo imobilizado, e Ativos intangíveis

Nossos principais ativos são nossas usinas de geração de energia, e nossa 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$14.074 bilhões em 31 de dezembro de 2019.

As instalações de geração representaram 18,50% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 82,60% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 76,90%, e outros intangíveis, inclusive sistemas de distribuição de gás, representaram 18,12%), e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 4,98%.

A taxas médias de depreciação anual aplicadas a essas instalações eram de: 2,83% para instalações de geração hidrelétrica, 8,29% para instalações de administração, 4,87% para instalações de telecomunicações e 4,13% 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 2019. 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.

O 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 para 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 com a indústria (Consulta Pública nº 33) propostas para modernização e ampliação do Mercado Livre de fornecimento de energia elétrica.

Durante o primeiro ano sob o Jair Bolsonaro (2019 – presente), o governo prosseguiu com os estudos propostos pela consulta pública nº 33, realizando vários workshops e reuniões com os agentes para estudar os seguintes temas: separação dos contratos de energia em contratos de capacidade e energia; preços; definição de limites de preços; e redução da base de tempo do preço à vista (o 'Spot' ou preço PLD).

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento e a razoabilidade (a palavra na legislação é 'modicidade') 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, contratadas por meio 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 por meio 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 por meio 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) a CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo (spot). O CCEE

também é responsável, por meio de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões de energia pública por meio do Mercado Regulado, nos quais 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 por meio 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 tarifas 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 também 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 Eletrobras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo disputada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O governo federal pediu arquivamento das ações na justiça, argumentando que os desafios constitucionais estavam nulos, pois se referem a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será 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 associadas 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 por meio 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 reservatórios, 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 os *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'), o que 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, por meio de negociações bilaterais por meio do Regulamento 711, por meio de 'Contratos de Nova Energia' do MCSD, e isso também acontece quando clientes optam 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 relatam que 90% da energia das usinas cujas concessões foram renovadas, a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A execução de CCGFs é compulsória, e cada distribuidora recebeu um montante de acordo com a avaliação feita pela Aneel.

O Mercado Livre

No Mercado Livre, a energia é comercializada pelos geradores de energia. O Mercado Livre também inclui alguns contratos bilaterais anteriormente 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). Em 12 de dezembro de 2019, Portaria 465/2019 reduziu o nível de consumo para Clientes Livres para 1,5 MW em janeiro de 2021, para 1,0 MW em janeiro de 2022 e para 0,5 MW em janeiro de 2023. Esta ordem também deu à Aneel e à CCEE um prazo (Janeiro de 2022) para concluir e apresentar as medidas regulamentares necessárias para permitir a abertura do Mercado Livre aos consumidores com uma carga inferior a 0,5 MW, incluindo revendedores de energia regulamentado, e um calendário de abertura proposto a partir de 1 de Janeiro de 2024.

Até a abertura completa, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras empresas fornecedoras além da companhia distribuidora local se comprar suprimento de fontes alternativas, tais como PCHs, fontes eólicas ou geradores de biomassa de um certo tamanho.

Uma vez que um cliente tenha optado pelo Mercado Livre, só poderá voltar ao mercado regulado após dar cinco anos de aviso prévio para sua distribuidora local. 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 por meio 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.

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 que excedem 105% da demanda regulatória.
- Caso o volume de energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões 'A-5', o repasse de custos para compras de energia efetuadas em um leilão 'A-3' é limitado.
- Também repasse limitado de: custos de aquisição de energia a ser gerada em novos projetos de geração, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior a um '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; compras frustradas em leilões 'A-1' anteriores; exposição involuntária à demanda de clientes regulados; e '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 aos clientes finais de custos da parcela excedente 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 sob a 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 tarifa inclui componentes como a 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 tarifa 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. O Fator X é um resultado de três componentes: um fator de produtividade que representa aqueles ganhos de produtividade (Xpd); o fator

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 pelo regulador para o custo operacional eficiente.

Em 2011, a Aneel completou a Audiência Pública nº 040/2010, na qual 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 anual de 7,50% após os impostos, em comparação à taxa de 11,25% aplicada no ciclo anterior. 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 nos anos mais recentes. 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%, aplicável a cada reajuste anual; e XPD e XQ que são definidos *ex post* e adicionados ao valor anterior, com base, respectivamente, nos ganhos de produtividade do último ano e nas mudanças na qualidade dos serviços prestados.

A Aneel também emitiu regulamentações que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão, e estabeleceram a TUSD e a TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e clientes livres para o uso da rede básica são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as Receitas Anuais 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 criou uma taxa adicional que seria repassada aos clientes por meio 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. Se as condições forem ainda menos favoráveis, o sistema indicará um sinal vermelho, que tem dois níveis.

Em 2019, os encargos adicionais foram iguais a 2018 até julho, quando as cobranças correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R$1,50 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R$4,00 por 100 kWh; e a bandeira vermelha 2 foi definida a R$6,00 por 100 kWh. Estes encargos adicionais foram ajustados de novo em 2 de novembro: a bandeira amarela foi fixada em R$1,343 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R$4,169 por 100 kWh; e a bandeira vermelha 2 foi definida a R$6,243 por 100 kWh. Em 2019, houve bandeiras vermelhas de nível 1 em agosto, setembro e novembro, bandeiras amarelas em maio, julho, outubro e dezembro e bandeiras verdes em todos os outros meses.

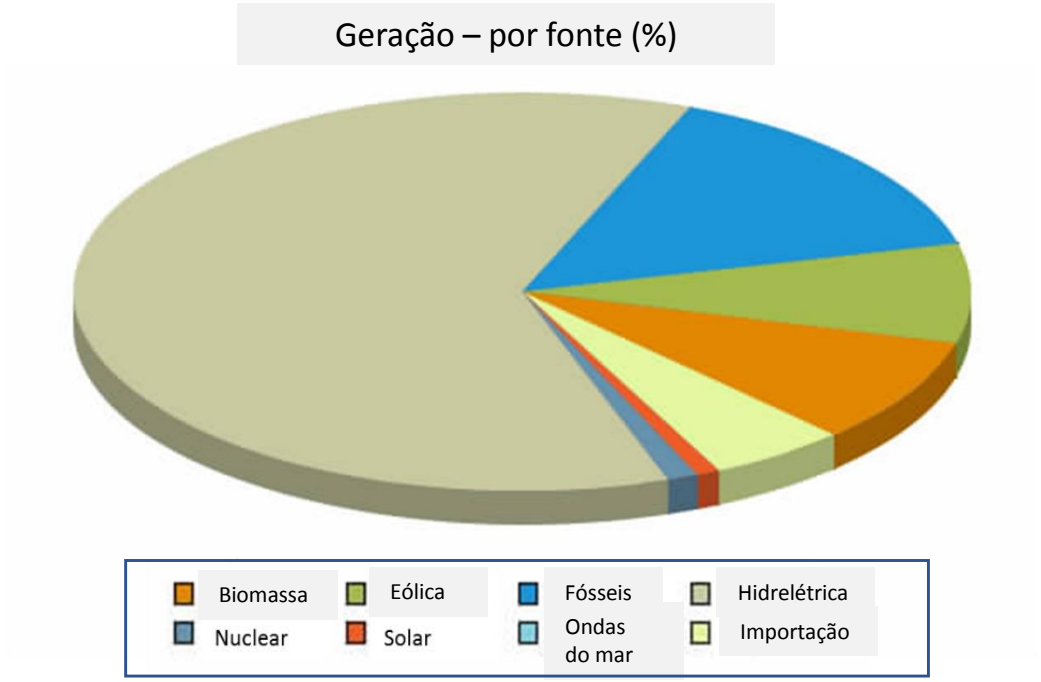
Aquisição de terras

As concessões dadas à Cemig pelo governo federal 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 uma concessionária não consiga obter a terra necessária de forma amigável, a concessionária por meio de legislação específica poderá adquirir essa terra para uso. 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 geral da operação

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 – também conhecida como a 'Rede Básica' – interliga companhias das regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste e 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. Estudos da Eletrobras feitas em dezembro de 2018 estimaram que o Brasil tem potencial de geração de energia hidrelétrica de aproximadamente 246.241 MW, dos quais apenas 44% foram aproveitados ou estão sendo construídos.



Fonte: Banco de Informações de Geração.

Em abril de 2020, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 172.305 GW, sendo aproximadamente 63,3% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a Matriz de Energia Elétrica disponível no Banco de Informações de Geração ('SIGA'), 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.

Eletrobras, uma empresa pertencente ao governo federal, opera aproximadamente 31% da capacidade de geração instalada no Brasil e 49% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil. A Eletrobras tem sido historicamente responsável pela implementação da política energética, e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. Empresas de energia elétrica locais ou controladas pelo estado possuem as linhas de transmissão de alta tensão restantes. 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.

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. 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, em tudo ou em parte, a sua energia a Clientes Livres, concessionárias de distribuição ou 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 depois pela Lei nº 13.360/16, elevando o limite de 30 MW para 50 MW, 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 a Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento.
- A criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos, responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional.
- Estabelecimento de processos públicos de licitação para concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão, além dos requisitos do processo de licitação de acordo com a Lei de concessões e a Lei de concessões de energia. Em 15 de março de 2004, o governo federal do Brasil promulgou a Lei nº 10.848, (Ou a 'Lei do Novo Modelo'), para fazer reestruturação adicional do setor, com o objetivo final de fornecer aos clientes segurança de fornecimento combinada com taxas justas. 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, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração. Incluiu 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, com o objetivo de reduzir encargos setoriais e obter tarifas mais 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 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.

Em julho de 2017, o MME organizou dois procedimentos de consulta pública com o objetivo de reunir contribuições de agentes do setor para melhorar o setor e atualizar seu arcabouço 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:

- *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 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).
- *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. A partir de 2026, não haveria uma carga mínima de energia exigida, bastando o cliente livre estar conectado a uma tensão igual ou superior a 2,3kV.
- *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 certas condições.
- 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 pertinentes; e (iii) restrição ao fornecimento à rede devido a atraso no sistema de transmissão.
- *Separação entre consumo de energia e energia firme.* Um cronograma para a implementação do modelo legislativo que separa os encargos pela 'energia firme adicionada à rede básica' daqueles para '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 seus 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 impõe igualmente ao governo federal a obrigação de criar um mecanismo de mercado para incentivar os investimentos em fontes de energia de baixo carbono, a ser implementado em 1 de janeiro de 2027.

Atualmente, o projeto de lei nº 622/2015 encontra-se na Comissão dos Serviços de Infraestrutura, aguardando a nomeação de um relator.

Racionamento e aumentos extraordinários de tarifas

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 aplicabilidade 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, a sociedade civil e 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 os nossos resultados operacionais ou as nossas condições financeiras. Potenciais conflitos entre a Cemig e outros usuários são monitorados por meio da participação ativa da Companhia em Comitês de Bacias Hidrográficas, bem como nos Conselhos Técnicos relacionados, e também 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 5 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 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, as 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. Por meio desse programa, a Cemig organiza reuniões públicas a respeito de assuntos, tais como os procedimentos de operação e segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A Cemig também proporciona oportunidades de visitas guiadas abertas ao público. Por meio 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 inundações resultantes de 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 'a Lei das Concessões', os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico.

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.

Os montantes a pagar das indenizações correspondentes às parcelas dos investimentos ligados a bens revertíveis não amortizados ou depreciados, reconhecidos pela MME na Portaria 291/2017, foram impugnados na esfera administrativa (ainda aguardando decisão – um recurso de hierarquia), e também no judiciário. A Cemig GT solicitou uma medida cautelar, em 27 de novembro de 2016, com o objetivo de obter uma ordem para o governo federal apresentar a documentação que apoiou seu cálculo da indenização para reversão dos ativos das hidrelétricas *Jaguara, Miranda, São Simão* e *Volta Grande.* O governo federal depositou imediatamente a parte não contestada da indenização, fixada em R$1.028 milhões. Neste caso, a liminar foi indeferida e a Cemig GT interpôs Agravo de Instrumento (atualmente pendente de julgamento). Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a Cemig aditou a petição 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 MME nº 291/2017 e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela Cemig GT nas aludidas concessões; e (iii) 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, 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 licitação para determinadas concessões de geração hidrelétrica. Posteriormente, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/2016, 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 as concessões de 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, com energia assegurada (nível garantido de consumo) de 420,2 MW médios.

Esses contratos de concessão têm prazo de 30 anos, de janeiro de 2016 a janeiro de 2046, e no 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, a Cemig D, conforme disposto no Decreto nº 7.805/2012 e Decreto nº 8.461/2015, indicou o aceite da 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 e 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, e à sustentabilidade econômica e financeira da Cemig, que devem ser atendidas durante todos 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. O descumprimento de uma meta por dois anos seguidos nos primeiros cinco anos, ou por qualquer total de cinco anos não-consecutivos, 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 do Brasil 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 para o setor. 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 para serviços 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 atuando em geração, transmissão e distribuição, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor 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 os leilões 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 no Mercado Livre; e (2) pela contabilização e liquidação de operações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, 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. 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 de 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. Esta é 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 são 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, promulgado 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, emitida 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 (Artigo 54 da Lei nº 8.884, sancionado em 11 de junho de 1994), deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico ('SDE'), do Ministério da Justiça. 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 unidade, 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 que podem variar de multas pecuniárias à cisão, ou outro tratamento, da companhia.

Encargos regulatórios

A Reserva Geral de Reversão (RGR) e o Fundo de Uso de Bem Público 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. Até 31 de dezembro de 2002 foi a Eletrobras que recebeu os pagamentos do UBP. 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 foram obrigadas a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais foram 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 foram incluídas no orçamento anual da CDE. O CCC foi gerenciado pela Eletrobras 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, com os seus recursos vindo de: (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 de

energia 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, estas taxas também foram utilizados para ajudar na diminuição das tarifas. 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, ou quaisquer pagamentos para compra de energia no Mercado 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. É calculado de acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária, ou *Proret*) – (Subsecção 5.5: Taxa de Fiscalização dos Serviços Energéticos, ou *TFSEE*) com base no tipo de serviço prestado (incluindo a produção independente) e é proporcional à dimensão da concessão, autorização 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 ter sido recontratados em um novo leilão de energia, porém o governo federal não realizou o leilão em 2012 porque esperava que, com a renovação dos contratos de concessão, este suprimento viria pelos Contratos 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 em 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, não houve necessidade para a Conta ACR cobrir a exposição das distribuidoras 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 3.500 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' ajudou 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 criou uma conta a ser administrada pela CCEE, para 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 mercado regulado. Para cobrir esses custos, a CCEE obteve um financiamento com um grupo de instituições financeiras privadas e públicas. Tais recursos foram então 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 1.863/2015 definiu as tarifas a serem aplicadas aos clientes de energia, e a Resolução nº 2.004/2015 subsequentemente atualizou estas tarifas. Esses empréstimos foram cobrados mediante o pagamento por meio 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 mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, por exigir que todos os geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede básica. 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 – definida pelo termo '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 precificada de acordo com a 'Taxa de Otimização de Energia', que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional é contabilizada mensalmente por cada geradora.

O MRE é eficiente para mitigar riscos individuais de usinas hidrelétricas na bacia de um rio com condições hidrológicas adversas, mas ele não reduz o risco quando níveis muito baixos afetam o Sistema inteiro, ou grandes regiões dela. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o sistema não atingirá o nível de Energia Assegurada total – e os geradores hidrelétricas poderão ser expostos ao mercado de curto prazo (spot). Esta seria a situação na qual a escassez dos recursos hidrelétricos seria compensada pelo maior uso da energia térmica, e os preços spot serão maiores.

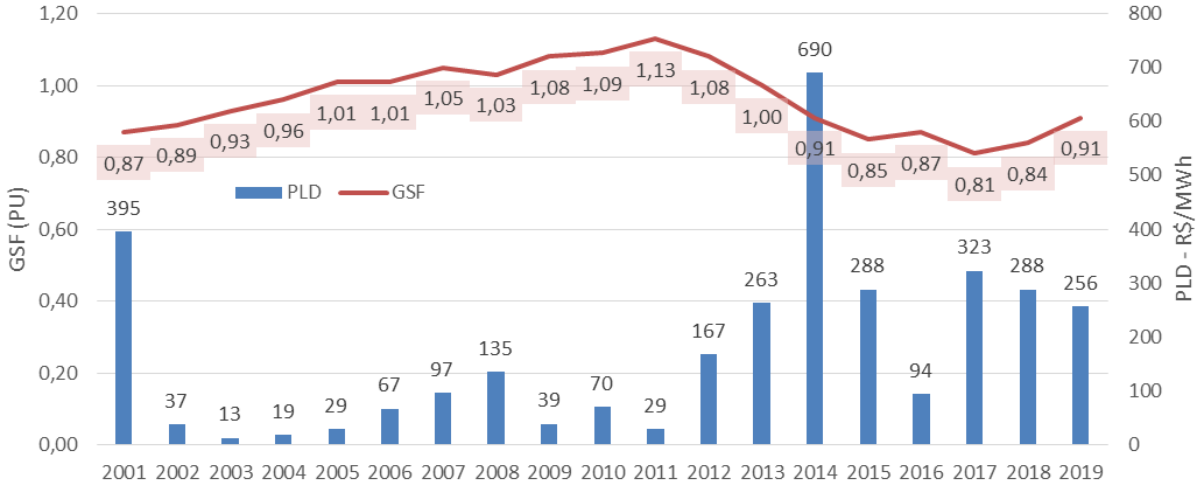
Em 2014, tivemos um ano com condições hidrológicas muito adversas, o que resultou em um nível menor de geração hidrelétrica, e despacho total das termelétricas do sistema. Essa situação levou as usinas de geração do MRE a gerar abaixo da sua garantia física (total), causando uma exposição delas ao mercado 'spot'. A proporção da exposição é a 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 com o consumo mais baixo, o GSF fechou o ano em 0,84.

Em 2015, os valores baixos do GSF, junto com altos preços PLD ('SPOT') deixaram geradoras hidrelétricas com alta exposição financeira. Assim, a partir de março de 2015, os geradores começaram a obter liminares, na justiça, para evitar tal exposição. Os pleitos nestes pedidos de liminares argumentaram que a metodologia de cálculo do GSF estava errada; e que causou exposição indevida para os 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. Neste processo as geradoras com contratos no Mercado Livre seriam permitidas a transferir a exposição aos clientes, em troca de pagamento de um prêmio de risco, a ser depositado na (assim-denominada) Conta de Faixa Tarifária. (As sobretaxas de 'faixa tarifária' cobradas seriam depositadas nesta conta, e transferidas para as concessionárias de distribuição). Assim seriam indenizadas pelos prejuízos sofridos em 2015, por meio, entre outras medidas, de extensões dos períodos das suas 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 deveria 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, se não houver 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 teriam 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 possibilitou, para as usinas com contratos firmados no Mercado Regulado e no Mercado Livre, repactuá-los. No entanto, cada mercado de contratação possui sua própria sistemática de repactuação. Em ambas, este mecanismo funciona como uma proteção (no sentido de 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, o sistema não teve o mesmo nível de aceitação que no Mercado Regulado, uma vez que o valor do prêmio de risco era alto demais, e para fazer um *hedge* das suas exposições ao GSF, as empresas de geração teriam que adquirir contratos reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existiam outras alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, as companhias de geração consideraram a negociação voluntária ineficiente. Consequentemente, a aceitação do mecanismo pelo Mercado Regulado foi de aproximadamente 90%; entretanto, não houve aceitação pelo Mercado Livre.

Em 2019, o GSF médio ficou em 0,91, ainda impactado por uma condição hidrológica abaixo da média histórica e níveis mais baixos nos 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 distribuidoras nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do sistema interligado pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada por Itaipu. Estas tarifas e taxas são estabelecidas pela Aneel. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é paga a uma distribuidora por uma geradora, ou por outras distribuidoras ou por clientes, pelo uso do sistema de distribuição ao qual estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com um índice de 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 um índice de inflação e levando em conta qualquer ajuste à receita anual das companhias de transmissão. De acordo com 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. Geradoras e distribuidoras, e Clientes Livres, também pagam uma taxa para algumas empresas de transmissão por conexões de transmissão exclusivas. O regulador define o valor para um período de 12 meses, e é paga 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 seus 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, dentre outros relacionados às condições de mercado. A Aneel divide os custos de todas as distribuidoras 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 (CCEARs, energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, transporte de energia de Itaipu, uso de rede para conexão com outras transmissoras, uso das redes de outras distribuidoras, e o ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob o controle da empresa, 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 IPCA, ajustado pelo Fator X. As distribuidoras, de acordo com seus contratos de concessão, também têm direito a revisões periódicas, que 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 ajustar a proporção da alteração do IPCA que é utilizada nos reajustes anuais, e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os clientes finais.

Além disso, as distribuidoras têm direito a uma revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, em caso de circunstâncias extraordinárias, para assegurar seu equilíbrio financeiro, e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A. Comentários de funcionários não resolvidos

Não aplicável.

Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras

Você deve ler as informações contidas nesta seção junto com nossas demonstrações financeiras consolidadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, contidas em outra parte deste 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.

BASE DE PREPARAÇÃO

Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais para Relatórios Financeiros (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.

Como parte de suas operações normais, a Empresa recebe comentários por escrito e/ou pedidos de órgãos reguladores locais (ou seja, Aneel e a CVM) em relação a algumas das informações relatadas pela Companhia em seus relatórios trimestrais e anuais, bem como sobre suas demonstrações financeiras regulatórias feitas localmente no Brasil. A Empresa responde a tais solicitações em tempo hábil e a gerência acredita que esses comentários e/ou solicitações não teriam um impacto material sobre as demonstrações financeiras atuais ou emitidas anteriormente.

Em 22 de maio de 2020, o Comitê de Auditoria da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Consolidadas em 31 de dezembro de 2019 e 2018 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017.

Bases de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas com base em custos históricos, exceto no caso de determinados instrumentos financeiros e ativos detidos para venda, medidos a valor justo ou a valor justo menos custos de venda, em conformidade com as normas aplicáveis, conforme detalhado nas Notas 33 e 34, respectivamente.

Moeda funcional e moeda de apresentação

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.

Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras Consolidadas exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam 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.
- Valores a serem restituídos aos clientes – Nota 10 das demonstrações financeiras.
- Imposto de renda e contribuição social diferidos – Nota 11 das demonstrações financeiras.
- Ativos e passivos financeiros da concessão – Nota 16 das demonstrações financeiras.
- Ativos do contrato de concessão – Nota 17 das demonstrações financeiras.
- Investimentos – Nota 18 das demonstrações financeiras.
- Ativo imobilizado e vida útil dos bens – Nota 19 das demonstrações financeiras.
- Ativos intangíveis e vida útil dos ativos – Nota 20 das demonstrações financeiras.
- Transações de arrendamento mercantil – Nota 21 das demonstrações financeiras.
- Obrigações pós-emprego ais empregados – Nota 26 das demonstrações financeiras.
- Provisões – Nota 27 das demonstrações financeiras.
- Receita não faturada – Nota 29 das demonstrações financeiras.
- Mensuração de instrumentos financeiros e mensuração do valor justo – Nota 33 das demonstrações financeiras.
- Mensuração de ativos detidos para venda – Nota 34 às 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, interpretações ou revisões de normas contábeis, aplicadas pela primeira vez em 2019

A Companhia aplicou, pela primeira vez, novas normas contábeis que entraram em vigor para períodos anuais com início em ou depois de 1º de janeiro, 2019 conforme descrito abaixo:

IFRS 16 – Operações de arrendamento mercantil

A IFRS 16 estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros. Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece uma obrigação de efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamento) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto do arrendamento durante o prazo de sua vigência (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente as despesas de juros sobre passivo de arrendamento e a despesa de depreciação do ativo do direito de uso.

Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento, uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário reconhecerá o valor de reavaliação do passivo de arrendamento como um ajuste ao ativo de direito de uso.

A Companhia realizou uma análise da adoção inicial da IFRS 16 nas suas demonstrações financeiras a partir de 1 de Janeiro de 2019, e elegeu aplicar as isenções de reconhecimento para arrendamentos de curto prazo (contratos que, na data de início, tenham um prazo de arrendamento igual ou inferior a 12 meses e não contenham uma opção de compra), e arrendamentos para as quais o ativo subjacente seja de baixo valor.

A Companhia optou pela adoção do método retrospectivo modificado e, portanto, em consonância com os requerimentos do IFRS 16, não reapresentará as informações e saldos em base comparativa.

A empresa realizou uma avaliação dos impactos da adoção inicial da IFRS 16, que afetam os seguintes contratos:

- Arrendamento de imóveis comerciais usados para atender clientes;
- Arrendamento de edifícios utilizados como sede administrativa;
- Arrendamento de veículos comerciais utilizados em operações.

O direito de utilização dos ativos foi atribuído ao mesmo valor que o passivo de arrendamento na data de adoção inicial. Os impactos da adoção da IFRS 16/CPC 06 (R2) em 1º de janeiro de 2019 estão apresentados a seguir:

(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 incerteza que afetam a aplicação da IAS 12 – *impostos sobre o rendimento*. Não se aplica a impostos fora do âmbito da IAS 12, nem inclui especificamente requisitos relacionados com pagamentos de juros e penalidades associados a tratamentos fiscais incertos. A interpretação aborda especificamente o seguinte:

- Se ou não a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente;
- As premissas que a entidade adota em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais;
- Como uma entidade determina lucro tributável (prejuízo fiscal): as bases tributáveis, créditos tributários não utilizados, e alíquotas dos tributos;
- Como a entidade considera as mudanças em fatos e circunstâncias.

Uma entidade determina se deve considerar cada tratamento fiscal incerto separadamente ou em conjunto com um ou mais tratamentos fiscais incertos com base numa abordagem que melhor preveja a resolução da incerteza. A interpretação tem vigência para períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2019.

A Companhia adotou a interpretação a partir da data de entrada em vigor e analisou os tratamentos tributários adotados que poderiam gerar incertezas no cálculo dos impostos de renda e que poderiam potencialmente expor a Companhia a riscos materiais de perda. Acreditamos que nenhuma das posições relevantes adotadas pela Companhia e suas controladas teve alteração no que se refere a expectativa de perdas em função de eventual auditoria tributária ou questionamento por parte das autoridades tributárias.

Pronunciamentos técnicos revisados com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2019

Emendas à IAS 28 – Investimento de longo prazo em empresas associadas e joint ventures: As alterações clarificam que uma entidade aplica a IFRS 9 a interesses a longo prazo numa coligada ou empresa sob controle comum a que o método de equivalência patrimonial não é aplicado, mas que, em substância, fazem parte do investimento líquido na coligada ou empresa controlada em comum (participações a longo prazo). Esta clarificação é relevante porque implica que o modelo de perda de crédito previsto na IFRS 9 se aplica a esses interesses a longo prazo. As alterações clarificaram igualmente que, ao aplicar a IFRS 9, uma entidade não leva em conta quaisquer perdas da coligada ou empresa controlada em comum, ou quaisquer perdas por *impairment* no investimento líquido, reconhecidas como ajustes ao investimento líquido na coligada ou controlada em conjunto que resultem da aplicação da IAS 28 – *Investimentos em associadas*. Estas alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que a empresa não tem interesses a longo prazo em coligadas / empresas controladas em comum a que o método de equivalência patrimonial não é aplicado.

IAS 12 – *Tributos sobre o Lucro:* As alterações clarificam que as consequências de dividendos em termos de imposto sobre o lucro estão mais diretamente ligadas a transações passadas ou a eventos que geraram lucros distribuíveis do que a distribuições a proprietários. Por conseguinte, uma entidade reconhece as consequências do imposto sobre o rendimento de dividendos no Resultado, ou outros resultados abrangentes ou no Patrimônio líquido, de acordo com o local onde reconheceu originalmente essas transações ou eventos passados. As emendas não afetam as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, devido à legislação tributária brasileira sobre dividendos aplicáveis às suas transações, segundo a qual os dividendos não são tributáveis.

IAS 19 – *Benefícios a Empregados:* As alterações à IAS 19 abordam a contabilidade quando ocorre uma alteração, redução ou liquidação de um plano durante o período do relatório. As alterações especificam que, quando ocorre uma alteração, redução ou liquidação do plano durante o período de relatório anual, a

entidade deve determinar o custo do serviço corrente durante o restante do período após a alteração, redução ou liquidação do plano, utilizando os pressupostos atuariais utilizados para reavaliar o passivo (ativo) de benefícios definidos líquidos que refletem os benefícios oferecidos ao abrigo do plano e os ativos do plano após esse evento. Uma entidade é igualmente obrigada a determinar o juro líquido para o resto do período após a alteração do plano, redução ou liquidação utilizando o passivo (ativo) líquido de benefícios definidos que reflita os benefícios oferecidos ao abrigo do plano e os ativos do plano após esse evento, e a taxa de desconto utilizada para reavaliar aquele passivo (ativo) líquido de benefício definido. As emendas não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, pois não houve alterações de plano, reajustes ou liquidações durante o período.

Várias outras alterações e interpretações aplicadas pela primeira vez em 2019 não têm impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da empresa.

a) Normas emitidas, mas ainda não em vigor

As novas e modificadas normas e interpretações que são emitidas, mas ainda não eficazes até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são divulgadas a seguir. A empresa pretende adotar essas novas e modificadas normas e interpretações, se aplicável, quando se tornarem efetivas.

Alterações à IFRS 3, Definição de um negócio: Em outubro de 2018, o IASB emitiu alterações à definição de um negócio na IFRS 3 – *Combinação de negócios* para ajudar as entidades a determinar se um conjunto adquirido de atividades e ativos é ou não uma atividade comercial. Clarificam os requisitos mínimos para uma empresa, removendo a avaliação de se os participantes no mercado são capazes de substituir quaisquer elementos em falta; adicionam orientações para ajudar as entidades a avaliar se um processo adquirido é substantivo, estreitam as definições de um negócio e de produto; e introduzem um teste opcional de concentração de valor justo. Foram fornecidos novos exemplos ilustrativos, juntamente com as alterações. As alterações se aplicam prospectivamente a transações ou outros eventos que ocorram na data ou após a primeira aplicação, e, assim, a Companhia não será afetada por essas alterações na data de transição.

Alterações a IAS 1 e IAS 8 – *Definição de material:* Em outubro de 2018, o IASB emitiu alterações à IAS 1 *Apresentação de demonstrações Financeiras,* e a IAS 8 – *Práticas contábeis, mudanças em estimativas contábeis e erros,* para alinhar a definição de 'material' pelas normas e clarificar certos aspectos da definição. A nova definição afirma que, 'a informação é material se pode razoavelmente ser esperado que omitir, reportar inexatamente ou obscurecê-la pode influenciar decisões que os utilizadores primários de demonstrações financeiras de finalidade geral tomam com base nessas demonstrações financeiras, que fornecem informações financeiras sobre uma entidade específica. Não se espera que as emendas à definição de material tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

IFRS 17 – *Contratos de seguro:* Em 2017, o IASB emitiu a IFRS 17 – *Contratos de seguros*, que tem como objetivo geral fornece um modelo contabilístico para contratos de seguros mais útil e consistente para as companhias de seguros. Não é aplicável à Companhia.

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 2019, de acordo com as normas e regulamentos descritos anteriormente nesta seção.

As políticas contábeis referentes às atuais operações da Companhia e suas controladas que implicam em julgamento e utilização de critérios específicos de avaliação são como segue:

Instrumentos financeiros

Dependendo das características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro, e do modelo de negócios da Empresa para gerenciá-los, os instrumentos financeiros são classificados, em reconhecimento inicial, como: posteriormente medidos a custo amortizado; ou a valor justo por meio de Outros Resultados Abrangentes; ou a valor justo por meio do Resultado.

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. 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 do, ou sob a direção do poder concedente, pelos serviços de construção e manutenção da infraestrutura.

Esta categoria também inclui: Equivalentes de caixa; títulos negociáveis não classificados a custo amortizado; instrumentos financeiros derivativos; e indenizações a receber dos ativos de geração.

Os caixas e equivalentes de caixa são compostos por saldos em contas correntes bancárias e aplicações de curto prazo com alta liquidez, sujeitos a risco insignificante de mudança de valor, mantidos para atender a gestão de caixa de curto prazo da Companhia e suas controladas.

As divulgações sobre as principais suposições usadas na medição de valor justo são resumidas nas respectivas Notas.

Instrumentos financeiros derivativos (operações de *Swap* e *Call spread*): 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 para vender cotas dos fundos FIP Melbourne e FIP Malbec, para a Cemig GT ('o 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 ano findo em 31 de dezembro de 2019. Veja a nota 33 das demonstrações financeiras para mais detalhes.

Custo amortizado – Isso inclui: contas a receber de clientes, revendedores e concessionárias (para transporte de energia); adiantamentos a fornecedores; contas a receber do Estado de Minas Gerais; fundos vinculados; depósitos judiciais em litígios; títulos de dívida negociáveis com a intenção de mantê-los até o vencimento os termos dos cujos contratos originam fluxos de caixa conhecidos que constituem exclusivamente pagamentos de principal e juros; ativos financeiros da concessão relacionados ao Bonificação de Outorga; indenizações a receber por 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.

O custo amortizado é calculado levando-se em conta qualquer desconto ou prêmio na aquisição e taxas ou custos que são parte integrante da taxa de juros efetiva.

Recebíveis de clientes, revendedores e concessionárias (transporte de energia)

As contas a receber de clientes, revendedores e concessionárias (por transporte de energia) são reconhecidas inicialmente pelo valor de venda e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado. Esses recebíveis são declarados com o valor do imposto sobre vendas incluído, líquido dos impostos retidos, que são reconhecidos como impostos recuperáveis.

Para estimar perdas futuras de recebíveis, a Companhia adotou uma abordagem simplificada, considerando 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 24 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.

Em 2019, a Companhia revisou a premissa usada para o cálculo das porcentagens históricas de inadimplência na matriz de provisões, que mudou de 12 para 24 meses, com o objetivo de melhorar o método de estimação, tendo como base estudos sobre o comportamento da dívida de seus clientes após mais de 12 e 24 meses a partir da data de vencimento, utilizando as ferramentas de coleta existentes. Veja Nota explicativa nº 8 das demonstrações financeiras.

As perdas esperadas para contas vencidas de clientes que renegociaram sua dívida são medidas com base na data de vencimento da fatura original, apesar dos novos termos negociados. Para contas vencidas por mais de 12 meses, perdas esperadas são reconhecidas na base de 100%.

As perdas esperadas para faturas ainda não entregues, ainda não vencidas ou vencidas menos que 12 meses são medidas de acordo com os possíveis eventos de inadimplência, ou perdas de crédito esperadas para toda a vida útil de um instrumento financeiro, se o risco de crédito tiver aumentado significativamente desde 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) para 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 recebíveis.

Investimentos em coligadas e entidades controladas em comum

A Companhia detém investimentos em empresas coligadas, controladas e controladas em conjunto. As considerações feitas para determinar a influência significativa ou o controle conjunto são semelhantes às necessárias para determinar o controle sobre as subsidiárias. Esses investimentos são avaliados com base no método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo custo de aquisição, que é equivalente à contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição.

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. Os ativos intangíveis relacionados com as controladas em conjunto e coligadas são incluídos no valor contábil do investimento e amortizados pelo método linear, durante o período das concessões.

Após a aplicação do método de equivalência patrimonial, a Companhia determina se é necessário reconhecer uma perda por *impairment* de seu investimento em suas coligadas ou entidades controladas em conjunto. Em cada data de relatório, a empresa determina se há evidências objetivas de *impairment* do seu investimento nas coligadas ou entidades controladas em conjunto. Se houver tais evidências, o valor contábil do investimento está sujeito a testes de *impairment*.

Combinação de negócios

As combinações de negócios são contabilizadas usando o método de aquisição. 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 na empresa adquirida que não seja de controle, os ativos líquidos inidentificáveis adquiridos e os passivos assumidos. O ágio é inicialmente mensurado pelo custo, como o excedente de (i) o agregado da contraprestação transferida e o valor reconhecido de participações que não sejam de controle e qualquer participação anterior detida sobre (ii) os ativos líquidos identificáveis adquiridos e passivos assumidos.

No processo de imputação do preço de compra da aquisição de uma subsidiária que seja um detentor da concessão, o valor justo relativo ao direito identificável à operação comercial da atividade regulamentada é reconhecido como ativo intangível com uma vida útil finita.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas ('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

As infraestruturas de concessão em construção são inicialmente registradas como ativos contratuais, de acordo com as IFRS 15 e IFRIC 12, considerando que a empresa tem o direito de considerar o desempenho concluído até à data, e, somente quando as fases de construção terminarem, tem o direito de cobrar pelos serviços prestados aos clientes ou receber uma indenização no final do período de concessão de ativos ainda não amortizados. De acordo com as IFRS 15 e IFRIC 12, as receitas de construção equivalentes a novas infraestruturas são inicialmente registadas como ativos contratuais, medidos a um custo de construção mais margem (que, para o negócio de construção, é considerado como zero). O custo de construção inclui custos de empréstimos.

Atividades de distribuição de energia elétrica e gás: Quando a fase de construção termina e a infraestrutura é incorporada à rede de distribuição, a satisfação da obrigação de desempenho relacionada com a sua construção é considerada totalmente concluída e o ativo contratual é bifurcado entre um ativo financeiro e um ativo intangível.

A parte da infraestrutura, a ser amortizada durante o período de concessão, é registrada como um ativo intangível, tal como previsto no IFRIC 12 – *Contratos de concessão*, e posteriormente mensurada pelo custo menos amortização. As principais taxas anuais de amortização, que consideram a vida útil esperada dos ativos, refletem o seu padrão de consumo esperado, encontram-se apresentadas na Nota 20 às demonstrações financeiras.

A Companhia contabiliza ativos financeiros pelo valor residual do ativo da infraestrutura no final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Os ativos financeiros são subsequentemente mensurados pelo valor justo estimado.

Atividade de transmissão: Quando a construção estiver concluída, os ativos da infraestrutura de concessão permanecem como ativos contratuais, tendo em conta a existência de obrigações de desempenho durante o período de concessão, representadas pela construção, operação e manutenção da rede, uma vez que não existe qualquer direito incondicional de receber a contrapartida do serviço de construção, a menos que a empresa opere e mantenha a infraestrutura. Apenas após a satisfação da obrigação de performance de operar e manter a infraestrutura, o ativo de contrato passa a ser classificado como ativo financeiro, uma vez que nada mais além da passagem do tempo é necessário para que a contraprestação seja recebida. Os custos relacionados à construção da infraestrutura são registrados no resultado quando incorridos. As receitas de

construção são reconhecidas de acordo com a fase de conclusão do serviço de construção, incluindo a margem de construção, quando aplicável.

A contraprestação recebida mensalmente é alocada como receita relacionada ao serviço de operação e manutenção e como recebimento do ativo contratual 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 um ativo financeiro 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 16 das demonstrações financeiras, o Bônus de Outorga pago 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.

Ativos intangíveis

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 prejuízos, quando aplicáveis.

Eventual ganho ou perda resultante do desreconhecimento de um ativo intangível, correspondente à diferença entre o seu valor contábil e o valor líquido da venda, é reconhecido na demonstração de resultado quando o ativo é baixado.

Imobilizado

O ativo imobilizado é demonstrado ao custo, incluindo o custo atribuído (na aplicação inicial das IFRS), 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, em certas circunstâncias, do prazo da concessão, o que for menor. As taxas de depreciação são apresentadas na Nota 19 às demonstrações financeiras.

Eventual ganho ou perda resultante do desreconhecimento de ativo imobilizado, correspondente à diferença entre o seu valor contábil e o valor líquido da venda, é reconhecido na demonstração de resultado quando o ativo é baixado.

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 testar um ativo anualmente por redução ao valor recuperável, a Companhia estima o valor

recuperável do ativo. O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor de venda menos custos de 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 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 em 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 o sindicato representante 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 reconhecido por diferenças temporárias entre o valor contábil de um ativo ou passivo no balanço e a sua base tributável na data de balanço.

Os passivos por impostos diferidos são reconhecidos por perdas fiscais não utilizadas e por todas as diferenças temporárias tributáveis, exceto nas situações abaixo indicadas. Ativos fiscais diferidos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, com as exceções listadas em baixo, na medida que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas. Esses tributos são mensurados à alíquota esperada a ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base na legislação tributária (e alíquotas) vigente ou substancialmente promulgadas na data do balanço.

As seguintes isenções aplicam-se ao reconhecimento de impostos diferidos:

- 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 temporais tributáveis associadas a investimentos em subsidiárias, associadas e participações em acordos conjuntos, quando o momento da reversão das diferenças temporais puder ser controlado e for provável que as diferenças temporárias não sejam revertidas no futuro previsível.
- 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 diferido seja recuperado; e:
- 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 que estejam substantivamente promulgadas na data das demonstrações contábeis.

Subsídios governamentais

Os subsídios governamentais são reconhecidos quando houver uma garantia razoável de que o subsídio será recebido, e todas as condições anexas serão cumpridas.

A Companhia tem operações em uma área incentivada pela SUDENE e reconhece seu direito a uma redução de 75% no imposto de renda, incluindo o adicional de 10%. Tais incentivos fiscais, sob a forma de isenção ou redução do imposto sobre o rendimento, respeitam o conceito de subvenções públicas e são reconhecidos como rendimentos numa base sistemática ao longo dos períodos em que é registrada a respectiva despesa com o imposto sobre o lucro que se destina a compensar.

Diante da restrição legal à distribuição do lucro líquido correspondente ao incentivo, a Companhia mantém o valor referente à parcela do lucro líquido do exercício decorrente do incentivo na reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros).

Adicionalmente, a Companhia recebe valores da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a título de reembolso pelos subsídios incidentes nas tarifas concedidos aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Estes montantes são reconhecidos como receita na demonstração dos resultados numa base mensal, no momento em que a empresa adquire o direito de os receber.

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, e deveria ser esperado que será 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.

Os dividendos recebidos de empresas controlados em conjunto e coligadas classificados como mantidos para venda são reconhecidos no resultado, tendo em vista a interrupção da mensuração pelo método da equivalência patrimonial, em atendimento ao IFRS 5.

Um grupo de alienação se qualifica como operação descontinuada se for um componente de uma entidade que ou foi alienada ou é classificada como mantida para venda, e:

- representa uma linha separada principal de negócios ou área geográfica de operações; ou
- 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 valor único, após os tributos, no resultado, referente às operações descontinuadas, na Demonstração de resultados.

Divulgações adicionais são apresentadas na Nota 34 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, a receita de contratos com clientes é reconhecida quando a obrigação de desempenho é cumprida, por um valor que reflete a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca dos bens ou serviços transferidos, que tem que ser alocada àquela obrigação de desempenho. A Companhia reconhece a receita apenas quando é provável que receberá a contrapartida à qual tem direito em troca dos bens ou serviços transferidos ao cliente, 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 medidas 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 não faturado de energia, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no consumo contratado e no volume de energia entregue, mas ainda não faturado. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

As receitas de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD) recebidas pela Companhia de outras concessionárias e consumidores livres que utilizam a sua rede de distribuição são contabilizadas no mês em que a rede é disponibilizada para uso do cliente. 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.

Receitas de construção – Corresponde à obrigação de desempenho para construir a infraestrutura de transmissão e distribuição durante a fase de construção.

As receitas de concessões de transmissão são reconhecidas no resultado mensalmente, e incluem:

- Receita de operação e manutenção decorrente dos custos incorridos e necessários para cumprir obrigações de performance de operação e manutenção previstas em contrato de concessão, após o término da fase de construção;
- Receitas provenientes da remuneração do ativo contratual reconhecido, registadas como receita bruta da concessão de transmissão no rendimento fixo.

Os serviços prestados incluem taxas pela conexão e outros serviços relacionados; as receitas são reconhecidas quando os serviços são prestados.

A receita de CVA e outros componentes financeiros é reconhecida no resultado quando os custos não-controláveis (incluindo aquisição de energia) efetivamente incorridos forem diferentes daqueles considerados pelo Poder concedente para determinar a tarifa de distribuição de energia. Para mais detalhes, consulte a Nota 16 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 por meio do método de juros efetivos.

As despesas financeiras incluem: juros sobre empréstimos, e variação cambial e monetária sobre custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos não capitalizados são reconhecidos na Demonstração de resultados por meio do método de juros efetivos.

Dividendos em dinheiro

Um passivo para pagar um dividendo é reconhecido quando a distribuição é autorizada, ou quando é imposta por lei ou pelos estatutos da empresa e a distribuição deixa de ser ao critério da empresa.

Informação por segmento

Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais para os quais informações separadas são disponíveis são revistos frequentemente pelo presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho.

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.

Arrendamento

Até 31 de Dezembro de 2018, os contratos de arrendamento financeira foram classificados e contabilizados como arrendamentos operacionais ou financeiras de acordo com a IAS 17.

A partir de 1º de janeiro de 2019, a Companhia avalia, no início do contrato, se um contrato é ou contém um contrato de arrendamento. Isto é, se o contrato transmitir o direito de controlar a utilização de um ativo

identificado durante um período de tempo em troca de consideração. A Companhia aplica uma única abordagem de reconhecimento e mensuração para todos os arrendamentos, exceto para arrendamentos de curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor. A Companhia reconhece responsabilidades de arrendamento para fazer pagamentos de arrendamento, e ativos de direito de uso representando o direito de usar os ativos subjacentes.

Ativos no direito de utilização: A empresa reconhece ativos de direito de utilização na data de início do arrendamento (ou seja, a data em que o ativo subjacente está disponível para utilização). Os ativos do direito de utilização são medidos ao custo, menos quaisquer amortizações acumuladas e perdas por impairment, e ajustados para qualquer reavaliação de passivos de arrendamento. O custo dos ativos com direito de utilização inclui a quantia de passivos de arrendamento reconhecidos, os custos diretos iniciais incorridos e os pagamentos de arrendamento efetuados à data de início ou antes dessa data, menos quaisquer incentivos de arrendamento recebidos. Os ativos de direito de utilização são amortizados numa base linear durante o período de arrendamento ou a vida útil estimada dos ativos, o menor. Ver Nota 21 às demonstrações Financeiras.

Se a propriedade do ativo arrendado for transferida para a empresa no final do prazo de arrendamento ou o custo refletir o exercício de uma opção de compra, a amortização é calculada utilizando a vida útil estimada do ativo.

Passivos de arrendamentos: Na data de início do contrato de arrendamento, a empresa reconhece os passivos de arrendamento medidos pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento a serem efetuados durante o período do contrato de arrendamento. Os pagamentos de arrendamento incluem pagamentos fixos (incluindo pagamentos fixos insubstanciais) menos quaisquer incentivos de arrendamento a receber, pagamentos variáveis de arrendamento que dependem de um índice ou de uma taxa, e montantes que se espera que sejam pagos sob garantias de valor residual. Os pagamentos de arrendamento também incluem o preço de exercício de uma opção de compra razoavelmente certo a ser exercido pela empresa e os pagamentos de penalidades para a rescisão do contrato, se o prazo de arrendamento refletir a empresa que exerce a opção de rescisão. Os pagamentos de arrendamento variável que não dependem de um índice ou de uma taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorre o evento ou condição que aciona o pagamento.

Ao calcular o valor presente dos pagamentos de arrendamento, a empresa usa sua taxa de empréstimos incrementais na data de início da concessão porque a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. Após a data de início, o montante dos passivos do arrendamento é aumentado para refletir a acumulação de juros e reduzido para os pagamentos dos arrendamentos efetuados. Além disso, o valor contábil dos passivos de arrendamento é remensurada se houver uma modificação, uma alteração no prazo de arrendamento, uma alteração nos pagamentos de arrendamento (por exemplo, alterações nos pagamentos futuros resultantes de uma alteração num índice ou taxa utilizada para determinar tais pagamentos de arrendamento) ou uma alteração na avaliação de uma opção para adquirir o ativo subjacente.

Arrendamentos a curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor: A Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamento a curto prazo aos seus arrendamentos a curto prazo. Aplica igualmente a isenção de reconhecimento do arrendamento de ativos de baixo valor aos arrendamentos que são considerados de baixo valor. Os pagamentos do arrendamento em arrendamentos de curto prazo e em arrendamentos de ativos de baixo valor são reconhecidos como despesa na base linear durante o termo do arredamento.

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 sobre a energia que compramos são determinadas com referência à capacidade contratada, além de aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta os componentes de (i) tarifa média (em reais por MWh) e (ii) volume (por GWh) 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 reflete 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		
	2019	**2018**	**2017**
Vendas de energia:			
Tarifa média a clientes finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	297,05	276,61	276,27
Tarifa residencial	917,44	843,28	783,53
Tarifa comercial	568,52	558,83	578,36
Tarifa rural	542,29	496,27	446,09
Tarifa de serviços públicos e outros	548,43	505,74	469,17
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais	16.024	17.689	17.761
Clientes residenciais	10.538	10.267	10.008
Clientes comerciais	9.567	8.380	7.508
Clientes rurais	3.795	3.615	3.651
Serviços públicos e outros clientes	3.634	3.571	3.534
Tarifa média (R$/MWh)	549,11	501,68	479,90
Receita total (milhões de R$)	24.052	21.882	20.438
Vendas a distribuidoras:			
Volume (GWh)	11.448	11.992	12.777
Tarifa média (R$/MWh)	257,08	249,33	255,37
Receita total (milhões de R$)	2.876	2.990	3.263

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 de 2019 entrou em vigor em 28 de maio de 2019, 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.

Em 21 de maio de 2019, a Aneel definiu o reajuste anual de tarifas para a Cemig D: um aumento médio de 8,73%. Essa tarifa entrou em vigor a partir de 28 de maio de 2019 e permanece a mesma até 27 de maio de 2020. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) aumento de 1,94% no Índice de Reajuste Tarifário (IRT); (ii) aumento de 15,98% devido à Conta de Variação dos Itens da Parcela (CVA); e (iii) redução de 9,18% relacionado a *Outros ajustes financeiros*. Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig D em 2019, 2018 e 2017, e as revisões com seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2019	**2018**	**2017**
Ajuste tarifário médio da tarifa anual/periódica	8,73%	23,19%	(10,66)%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	1,94%	13,30%	1,29%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	15,98%	4,59%	(5,27)%
Outros ajustes financeiros	(9,18)%	5,30%	(6,68)%

Em 22 de maio de 2018, a Aneel determinou o ajuste tarifário anual de 2018. O resultado foi um aumento médio das taxas de energia dos clientes em 23,19%, aplicado de 28 de maio de 2018 até 27 de maio de 2019.

Em 16 de maio de 2017, a Aneel determinou o ajuste tarifário anual daquele ano. O resultado foi uma redução média das taxas de energia dos clientes em 10,66%, aplicada de 28 de maio de 2017 até 27 de maio de 2018.

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 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 era 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 possivelmente ocorrerá apenas em 2020 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, e captura outras receitas para moderação tarifária. Um novo modelo para calcular os custos operacionais está sendo discutido com o regulador. Em julho de 2019, a RAP da Cemig GT aumentou 5,97%, sendo: (a) uma elevação de 7,21%, em decorrência de um ajuste da receita anteriormente aprovada para inflação com base no índice IPCA, e reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão; e (b) reajuste de 4,66% da RAP referente ao custo do capital não incorporado após a renovação da concessão, de acordo com o Decreto nº 120/2016 do MME.

No caso de Cemig Itajubá (Contrato de Concessão no 079/2000), foi concedido um ajuste de 14,60%, em maio de 2007, como resultado de um ajuste da inflação à receita previamente aprovada com base no índice IGP-M, e reconhecimento de novas melhorias que fortalecem a rede de transmissão.

Em julho de 2018, a RAP da Cemig GT foi reduzida em 10,66%, em decorrência de uma correção da receita anteriormente aprovada por inflação com base no índice IPCA, do reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão, e a revisão da RAP referente ao 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 da receita anteriormente aprovada com base no índice IPCA, do reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão, e 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), que é a razão pela qual a RAP teve um ajuste negativo próximo de 50%.

Taxas de câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em Reais. Entretanto, temos algumas dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência disto, nas demonstrações contábeis dos períodos em que o real cai em relação ao dólar 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, 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.

Impactos de Covid-19

A Covid-19 está se espalhando rapidamente em muitos países, causando efeitos econômicos perturbadores, inclusive no mercado brasileiro.

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde caracterizou Covid-19 como uma pandemia, reforçando as recomendações de medidas restritivas para prevenir a disseminação do vírus no mundo todo. Estas medidas baseiam-se, principalmente, no distanciamento social, que tem causado um grande impacto negativo sobre as entidades, afetando o seu processo de produção, interrompendo as suas cadeias de abastecimento, causando escassez de mão-de-obra e encerramento de armazéns e instalações. As economias de todo o mundo estão desenvolvendo medidas para lidar com a crise econômica, especialmente pelos seus bancos centrais e autoridades fiscais, mas a recessão econômica e os seus efeitos ainda não são mensuráveis com precisão.

Medidas governamentais voltadas para o setor energético brasileiro

Várias medidas foram implementadas pelo governo brasileiro, especificamente voltadas para o setor de energia, que incluem:

- A Medida Provisória 950/2020 emitido em 8 de Abril de 2020, que prevê um desconto de 100% no cálculo da Tarifa Social de Energia Elétrica, de 1 de Abril a 20 de Junho de 2020, aplicável aos clientes incluídos na subclasse residencial de baixos rendimentos, com um consumo de energia inferior ou igual a 220 kWh/mês. O ato autoriza igualmente o Governo Federal a afetar recursos à conta de Desenvolvimento Energético (CDE), limitada a R$900 milhões, para cobrir os descontos tarifários estabelecidos;
- Expansão do limite da quantidade total de energia que pode ser declarada pelos distribuidores de energia no processo do Mecanismo de Venda de Excedentes, durante o ano de 2020, de 15% para 30%, com o objetivo de facilitar as reduções contratuais;
- Fornecimento de recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva, pela CCEE, destinados a reduzir as futuras taxas regulamentares. Foram concedidos a Cemig D R$122 milhões;
- Nos termos da Resolução 878/2020, emitida em 24 de março de 2020, a entidade reguladora implementou algumas medidas para tentar manter o serviço público de fornecimento de energia, que incluem, entre outros: proibição da suspensão do fornecimento de energia devido ao inadimplência, para certas categorias de clientes (residenciais), durante 90 dias; priorização de assistência de emergência e o fornecimento de energia aos serviços e atividades considerados essenciais; e elaboração de planos de contingência específicos para ajudar as unidades de saúde e os serviços hospitalares.

Em 18 de maio de 2020, o Governo Federal publicou o Decreto n. 10.350/20, para apoiar o setor da distribuição de energia, que é o segmento que lida diretamente com o público e que foi o primeiro a ser afetado pela crise pandémica Covid-19. Com base neste decreto, a CCEE irá criar e gerir a 'Conta Covid', a fim de cobrir o déficit de receitas/fluxos de caixa dos agentes de distribuição, ou de antecipar as suas receitas, relacionadas com (i) compras sob recontratadas devidas à retração do mercado, (ii) ativos de CVA, (iii) manutenção da neutralidade dos encargos regulatórios, (iv) compensação pelo atraso na aplicação dos ajustes de tarifas e (v) antecipação das receitas da 'parcela B', conforme determinado pelo regulamento da Aneel.

A ANEEL determinará mensalmente o montante total a pagar a cada agente de distribuição da conta Covid. Existem algumas regras aplicadas aos agentes de distribuição para que possam beneficiar dos recursos da conta Covid, tais como renunciar a qualquer intenção de reduzir ou terminar a compra de energia aos produtores devido a uma redução das vendas até dezembro de 2020, e, em caso de incumprimento dos pagamentos, limitando os seus pagamentos de dividendos ao mínimo legal de 25% do lucro líquido. Não obstante, o direito de solicitar um reexame tarifário extraordinário está totalmente preservado.

A ANEEL determinará o montante da contribuição para o fundo setorial CDE a fim de o reconstruir, que será implementado nos processos de ajuste/revisão tarifária a realizar em 2021, e cobrado normalmente aos clientes até reembolso integral.

Além disso, o regulador está discutindo outras medidas de apoio ao setor da energia, fornecendo recursos a curto prazo, a fim de compensar a redução de liquidez devida à diminuição das receitas e da cobrança.

Iniciativas da Companhia:

Em 23 de março de 2020, a Companhia criou o Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus, para garantir sua disponibilidade para tomar decisões e responder ao impacto de Covid-19, devido à situação de rápida mudança, que se tornou mais abrangente, complexa e sistêmica.

Além disso, de acordo com as recomendações para manter as medidas de distanciamento social, a Companhia implementou um plano de contingência operacional e várias medidas de precaução para manter seus funcionários saudáveis e seguros, incluindo: contato diário pelos técnicos de segurança e saúde com a equipe operacional; interação diária com o departamento de Serviços Sociais de subcontratados para monitorar a evolução de casos suspeitos; alteração do calendário para evitar reuniões; restrição de viagens nacionais e internacionais; suspensão de visitas técnicas e eventos nas instalações da empresa; utilização de meios remotos de comunicação; adoção de políticas de trabalho-de-casa para um número substancial de funcionários, fornecimento de máscaras faciais para os funcionários em serviço externo ou em serviço em suas instalações; e exigência que os fornecedores de terceirizados coloquem os mesmos procedimentos em prática. Além disso, a Companhia suspendeu temporariamente a assistência em loja ao público em geral.

A empresa mantém comunicação com seus clientes por meio de canais virtuais, e assistência essencial nas instalações dos clientes, garantindo o fornecimento de energia adequado.

A Companhia adotou também as seguintes medidas para contribuir para a sociedade, que são continuamente avaliadas:

- Proporcionar flexibilidade de pagamento a clientes da subcategoria residencial de baixa renda, registrados para a tarifa social, que poderão pagar suas dívidas em até seis parcelas, sem juros ou penalidades;
- Proporcionar flexibilidade de pagamento a hospitais públicos e filantrópicos, bem como a unidades de emergência, que poderão pagar as faturas ainda não recolhidas em até seis prestações, sem juros ou sanções;
- Oferecer às entidades classificadas pela lei brasileira como pequenas empresas a opção de pagamento em até seis parcelas, sem juros ou penalidades;
- Um programa de doação vinculado a seus clientes estabelecido para a compra de equipamentos médicos a hospitais localizados em diversas regiões do Estado de Minas Gerais, além de uma doação feita diretamente pela Companhia, que já cometeu um montante de aproximadamente R$10 milhões.

A empresa está trabalhando diligentemente para mitigar os impactos da crise na sua liquidez, implementando as seguintes medidas, entre outras:

- rever o seu programa de investimentos e despesas para 2020, que planejou investimentos de capital no valor de aproximadamente R$2.042, a fim de adiar para 2021 em R$266 (13%) desses investimentos de capital, sendo R$168 milhões, R$17 milhões e R$81 milhões originalmente orçamentados para serem aplicados nos segmentos de distribuição, geração e transmissão, respectivamente;
- pagamento dos dividendos mínimos obrigatórios aos acionistas, bem como a concentração da maior parte do pagamento ao final de 2020;
- negociação de volumes e prazos de seus contratos com seus consumidores livres;
- diferimento dos recolhimentos de tributos e encargos trabalhistas, conforme autorização legal.

Impacto da Covid-19 nas demonstrações financeiras

Considerando as significativas restrições à interação empresarial e social durante a pandemia de Covid-19, em combinação com os últimos movimentos nas taxas de câmbio e de juros, a Companhia estima que a contração econômica resultante possa ter um efeito negativo na sua liquidez, mas que o impacto global do surto de Covid-19 na posição financeira e desempenho da Companhia ainda é difícil de ser medido com precisão neste momento.

Neste cenário, a intervenção significativa nas políticas de mercado local e as iniciativas para reduzir a transmissão da Covid-19 são susceptíveis de provocar uma redução do consumo de energia e, consequentemente, das receitas provenientes da venda de energia, assim como um aumento em perdas de crédito esperadas. A demanda de energia (carga) medida pela Sistema Interligada Brasileira (SIN) diminuiu 18,3% desde a segunda metade de março de 2020.

A partir da observação dos efeitos econômicos imediatos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas usadas para o cálculo do valor justo e da quantia recuperável de determinados ativos financeiros e não financeiros, como segue:

- A Companhia avaliou se a maior pressão sobre a taxa de câmbio, combinada com a falta de liquidez do mercado financeiro, terá um impacto negativo sobre os instrumentos financeiros derivativos firmados para proteger suas operações contra os riscos decorrentes de mudanças cambiais. Neste momento, dadas as condições atuais de mercado, a variação do valor justo do instrumento derivativo, com base nas previsões de taxas de juros e de câmbio futuras, não compensará a exposição total da Companhia à variabilidade da taxa de câmbio, e resultou numa perda líquida de R$438 milhões no primeiro trimestre de 2020. As projeções de longo prazo realizadas para a taxa de câmbio são menores que a cotação corrente do dólar, o que pode representar uma diminuição da despesa de variação cambial da Companhia, se o cenário projetado ocorrer;

- Como resultado da situação da Covid-19, as condições de mercado deterioraram-se e, nas circunstâncias atuais, o valor justo da participação da Companhia na Light diminuiu significativamente. O impacto negativo estimado resultante da reavaliação do ativo pelo valor justo, menos o custo de venda, é de R$609 milhões, em 31 de março de 2020.

- A Companhia está avaliando as circunstâncias decorrentes da pandemia de Covid-19 e as medidas associadas, com o objetivo de reduzir seu impacto sistemático na mensuração das perdas de crédito esperadas. Nos termos da Resolução 878/2020, o regulador implementou algumas medidas na tentativa de manter o serviço público de fornecimento de energia, incluindo a proibição da suspensão do fornecimento de energia devido a inadimplência por determinadas categorias de clientes. Estas medidas podem aumentar a inadimplência e aumentar a pressão no fluxo de caixa. A Companhia acredita que ainda é muito cedo para avaliar com precisão o impacto potencial dessas medidas, que pode ser atenuado por possíveis intervenções do governo federal para apoiar as distribuidoras.

- A Companhia estima que as premissas aplicadas para determinar a quantia recuperável dos investimentos materiais em subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas não foram significativamente influenciadas pela situação Covid-19, uma vez que os fluxos de caixa dessas investidas estão principalmente relacionados aos direitos de longo prazo à operação comercial da atividade regulada. Portanto, com exceção dos efeitos descritos acima, relacionados ao impacto negativo decorrente da reavaliação da participação da Companhia na Light, classificada como ativo mantido para venda, não foi reconhecida nenhuma perda adicional por redução de valor recuperável de seus investimentos em subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas.

- A Companhia efetuou também uma avaliação na tentativa de identificar o comportamento das taxas de juros e de desconto que são base para o cálculo das Obrigações pós-emprego, e entendeu que neste momento, devido à alta volatilidade do mercado, não é possível concluir se as taxas atuais refletem uma alteração nos fundamentos macroeconômicos que indicasse a necessidade de recálculo do passivo atuarial para as informações contábeis intermediárias.

- Apesar das incertezas relacionadas com o desdobramento da crise e seus potenciais efeitos a longo prazo, a Companhia não espera que o impacto negativo em suas projeções de lucros tributáveis futuros possa comprometer a capacidade de recuperação de seus ativos tributários diferidos.

A análise de sensibilidade para os riscos de taxa de juro, taxa de câmbio e inflação apresentada na Nota 33 às demonstrações financeiras consolidadas foi preparada no contexto atual de pandemia.

A Companhia estima que os efeitos da pandemia poderão afetar temporariamente a sua liquidez em 2020, porém, não se espera impactos significativos no longo prazo. Com base nas projeções de mercado e nos efeitos mensuráveis da crise, a Companhia observou os seguintes movimentos durante o exercício de 2020:

- A Companhia espera que o retorno das atividades econômicas após o pico de surto pandêmico restabeleça o comportamento de arrecadação, que diminuiu em abril de 2020. Adicionalmente, as negociações para permitir a recuperação dos créditos em atraso e as possíveis medidas da agência reguladora para reequilíbrio econômico, que já estão sendo objeto de discussões no setor, poderão mitigar os efeitos negativos da crise econômica sobre a arrecadação.

- A demanda de energia (carga) medida pelo Sistema Interligado Brasileiro (SIN) diminuiu em março e abril de 2020. Medida até os primeiros dias do mês de maio de 2020, a redução no mercado de clientes cativos na Cemig D foi de aproximadamente 11%. Acreditamos que há possibilidade que o efeito no fluxo de caixa da Companhia dessa redução temporária do mercado pode ser mitigado pelas possíveis ações do Governo Federal com o intuito de suportar as distribuidoras de energia. Além disso, a Companhia espera que a recuperação do mercado se dará à medida da flexibilização das condições de isolamento social, que se está verificando em diversas cidades de Minas Gerais e do país.

- A Companhia está iniciando negociações e deferimentos com seus clientes e fornecedores de energia, a fim de manter a liquidez da Cemig GT durante a crise econômica.

Resultados operacionais

Comparação dos anos de 2019 e 2018

A partir de 1º de janeiro de 2019, fomos obrigados a adotar o IFRS 16 – *Arrendamento*. Estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros. Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece um passivo para efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamentos) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamentos e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento, ou uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário reconhecerá o valor de reavaliação do passivo de arrendamento como um ajuste ao ativo de direito de uso.

A empresa efetuou uma análise da aplicação inicial da IFRS 16 nas suas demonstrações financeiras a partir de 1 de Janeiro de 2019, e elegeu aplicar as isenções de reconhecimento para arrendamentos a curto prazo (contratos que, na data de início, tenham um prazo de arrendamento igual ou inferior a 12 meses e não contenham uma opção de compra) e arrendamentos para as quais o ativo subjacente seja de baixo valor. Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações financeiras para os exercícios findos em 2018 e 2017 para a adoção da norma IFRS 16. Consequentemente, nossas demonstrações financeiras em e referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 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 de IFRS 16 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 14,03%, de R$22.266 milhões em 2018 para R$25.390 milhões em 2019, conforme apresentado a seguir.

	2019	Receita operacional líquida	2018	Receita operacional líquida	2019 vs. 2018
	(em milhões de R$)	(%)	(em milhões de R$)	(%)	(%)
Vendas de energia para clientes finais	24.052	94,7	21.882	98,3	9,92
Receita de suprimento a outras concessionárias	2.876	11,3	2.990	13,4	(3,81)
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e outros componentes financeiros	58	0,2	1.973	8,9	(97,06)
Receita de uso da rede de distribuição – TUSD	2.722	10,7	2.045	9,2	33,11
Receita de concessão da transmissão	504	2,0	411	1,8	22,63
Receita de indenização da transmissão	156	0,6	250	1,1	(37,60)
Receita de indenização da geração	-	-	55	0,2	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	18	0,1	-	-	-
Receita de Atualização financeira da Bonificação pela outorga	318	1,3	321	1,4	(0,93)
Receitas de construção	1.200	4,7	898	4,0	33,63
Transações de energia na CCEE	432	1,7	217	1,0	99,08
Fornecimento de gás	2.298	9,1	1.995	9,0	15,19
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(58)	(0,2)	(44)	(0,2)	31,82
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	1.428	5,6	-	-	-
Outras receitas operacionais	1.722	6,8	1.585	7,1	8,64
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(12.336)	(48,6)	(12.312)	(55,3)	0,19
Total da receita operacional líquida	**25.390**	**100,0**	**22.266**	**100,0**	**14,03**

Vendas de energia para clientes finais

A receita com energia vendida a clientes finais, excluindo consumo próprio, em 2019 foi de R$24.052 milhões, comparado a R$21.882 milhões em 2018, representando um aumento de 9,92%.

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 2019, com efeito de aumento médio de 8,73% nas tarifas de clientes, em comparação com um efeito de *redução* média nas tarifas de clientes de 23,19% efetivo a partir de 28 de maio de 2018.
- Receitas menores dos componentes de 'bandeira tarifária' das contas de clientes: R$294 milhões em 2019 comparado a R$655 milhões em 2018. Isto reflete o nível dos reservatórios, ativando a 'Bandeira Verde' durante a maior parte dos meses de 2019, em consequência das melhores condições hidrológicas em relação ao ano de 2018.
- Aumento de 0,08% 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 da Cemig 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 2019 diminuiu 2,72% em relação a 2018:

GWh (2)	**2019**	**2018**	**Var %**
Residencial	10.538	10.267	2,64
Industrial	16.024	17.689	(9,41)
Comércio, Serviços e Outros	9.567	8.380	14,16
Rural	3.795	3.615	4,98
Poder Público	905	871	3,90
Iluminação Pública	1.357	1.384	(1,95)
Serviço Público	1.372	1.316	4,26
Subtotal	43.558	43.522	0,08
Consumo Próprio	38	41	(7,32)
	43.596	43.563	0,08
Suprimento a Outras Concessionárias (1)	11.448	11.992	(4,54)
Total	54.044	55.555	(2,72)

1) Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ('CCEARs') e contratos bilaterais com outros agentes.
2) Dados não auditados por auditores externos; incluindo Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2019 apresentou alta de 2,64% em relação a 2018. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2019, na Cemig D.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2019 apresentou uma redução de 9,41% em relação a 2018. 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 14,16% maior em 2019 devido, principalmente, à incorporação de novos clientes no portfólio da Cemig GT.

Rural: O consumo por clientes rurais for 4,98% mais alto em 2019.

Fornecimento a outras concessionárias: A venda de energia a outras concessionárias diminuiu 4,54% em relação a 2018 devido ao menor volume de energia disponível vendido nesse segmento, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros em 2019 e a alocação de energia vendida aos clientes finais.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é cobrada dos clientes livres sobre a energia distribuída. Em 2019, essa receita foi de R$2.722 milhões, comparada aos R$2.045 milhões em 2018, um aumento de 33,11%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- ajuste positivo de aproximadamente 17,44% 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 positivo de aproximadamente 17,28% no TUSD, no reajuste tarifário anual da Cemig D de 2019, em vigor a partir de 28 de maio de 2019;

A *Conta CVA* (de Compensação de Variação de Custos da Parcela 'A') e *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, representando receita R$58 milhões menor em 2019, em comparação à receita de R$1.973 milhões em 2018. O número mais baixo em 2019 que 2018 deve-se, principalmente, a uma diferença menor em 2019 que 2018 entre o custo efetivo de energia e os futuros custos estimados de energia usados no cálculo da tarifa (o que gera um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia por meio do próximo reajuste tarifário).

Receita de transmissão: Receita Anual Permitida (RAP) dos ativos do sistema existentes, atualizada anualmente com base principalmente na variação do IPCA. Essa receita foi de R$504 milhões no exercício de 2019, comparados a R$411 milhões em 2018, representando um crescimento de 22,63%. Essa variação decorre do reajuste anual da RAP pela inflação, ocorrido em julho de 2019, acrescido das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Inclui um ajuste adicional à expectativa do fluxo de caixa contratual da concessão.

Os percentuais e os índices aplicados para o reajuste variam de acordo com as concessões, sendo aplicável o IPCA para o contrato da Cemig GT e o IGP-M para a Cemig Itajubá. Em 2019, os ajustes feitos à RAP foram: 5,97% positivos, incluindo a parcela referente a novos investimentos, para os contratos de concessão da Companhia; e 14,60% positivos para os contratos de concessão da Cemig Itajubá. Os ajustes consistiram na aplicação do índice de ajuste da inflação, e o reconhecimento de trabalhos para melhorar e fortalecer as instalações.

Esta consiste na Receita Anual Permitida (RAP) dos ativos do sistema existentes, que são atualizadas anualmente com base principalmente na variação do IPCA. Em 2019, a receita foi de R$504 milhões, em comparação com R$411 milhões em 2018 – ou 22,63% mais alta ano-sobre-ano. Essa variação decorre principalmente do reajuste pela inflação da RAP anual, ocorrida em julho de 2019, acrescida das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Isso inclui um ajuste adicional à expectativa de fluxo de caixa contratual da concessão.

Os percentuais e os índices aplicados para o reajuste variam de acordo com as concessões: o índice IPCA é aplicado ao contrato da Cemig GT, e o IGP-M para o contrato da Cemig Itajubá. Em 2019, os ajustes feitos na RAP foram: positivo, de 10,53%, incluindo a parcela referente a novos investimentos, para os contratos de concessão da Companhia; e positivo, de 14,60% para os contratos de concessão da Cemig Itajubá. Os ajustes consistiam na aplicação do índice de ajuste da inflação e no reconhecimento de trabalhos para melhorar e melhorar as instalações.

Receita de indenização de transmissão: Em 2019, reconhecemos a receita de indenização de transmissão de R$156 milhões, em comparação a R$250 milhões em 2018.

Receita de transações de energia elétrica na CCEE: A receita de transações de energia na CCEE foi de R$432 milhões em 2019, comparado a R$217 milhões em 2018, um aumento de 99,08% relativo ao ano anterior. Isso reflete um volume mais alto de energia disponível para comercialização no mercado atacadista em 2019, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros e a energia alocada para venda a outros segmentos.

Receita de fornecimento de gás: A Cemig registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R$2.298 milhões em 2019. Em comparação aos R$1.995 milhões de 2018, houve um aumento de 15,19%. Isso reflete principalmente o aumento do custo do gás, de 6,74% relativo ao ano anterior, que foi repassado para clientes.

Receitas de construção: As Receitas de construção de infraestrutura de distribuição foram de R$1.200 milhões em 2019. Em comparação aos R$897 milhões de 2018, houve um aumento de 33,63%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia, no exercício, em ativos da concessão.

Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS: Os créditos dos impostos PIS/Pasep e Cofins (anteriormente erroneamente cobrados para incluir os valores dos impostos do ICMS pagos ou devidos), totalizando R$1.428 milhões, resultaram do sucesso da ação legal da Companhia questionando a inclusão do imposto ICMS nesses valores, retroativos até julho de 2003.

Outras receitas operacionais: Outras receitas operacionais foram de R$2.000 milhões em 2019, em comparação com R$1.862 milhões em 2018, 7,41% superior ano-sobre-ano. Isso se deve principalmente a um aumento das receitas relacionadas a subsídios, e reembolso por um suprimento descontratado, reembolsados pela Eletrobras. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 29 às demonstrações financeiras.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita: Os encargos regulatórios sobre receita em 2019 foram de R$12.336 milhões, ou um aumento de 0,19% em relação a 2018 (R$12.312 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; os subsídios tarifários, para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, e do consumo de carvão; e a Conta de Consumo de Combustíveis ('CCC'). Os encargos referentes à CDE em 2019 foram de R$2.448 milhões, comparados a R$2.603 milhões em 2018.

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 cobrados do cliente – o sistema de 'Bandeira Tarifária'

As 'bandeiras tarifárias' são acionadas em função do nível dos reservatórios, representando maiores encargos quando há 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.

A receita destes encargos dos clientes relacionados às bandeiras tarifárias foi de R$294 milhões em 2019, ou 55,11% menor que em 2018 (R$655 milhões).

Este resultado decorre do menor acionamento da bandeira vermelha em 2019 que em 2018, em função de (i) estabilização dos níveis dos reservatórios e (ii) expectativa de chuvas ligeiramente maior.

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 2019, foram de R$22.479 milhões, um aumento de 15,75% em relação aos de 2018 (R$19.420 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2019 e 2018, expressos com base em um percentual do faturamento:

	2019	Receita operacional líquida	2018	Receita operacional líquida	2019 (2018)
	(em milhões de R$)	(%)	(em milhões de R$)	(%)	(%)
Energia comprada para revenda	(11.286)	(44,5)	(11.084)	(49,8)	1,82
Gás comprado para revenda	(1.436)	(5,7)	(1.238)	(5,6)	15,99
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(1.426)	(5,6)	(1.480)	(6,6)	(3,65)
Depreciação e amortização	(958)	(3,8)	(835)	(3,8)	14,73
Pessoal	(1.272)	(5,0)	(1.410)	(6,3)	(9,79)
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(263)	(1,0)	(77)	(0,3)	241,56
Serviços terceirizados	(1.239)	(4,9)	(1.087)	(4,9)	13,98
Benefícios pós-emprego	(408)	(1,6)	(337)	(1,5)	21,07
Materiais	(91)	(0,4)	(104)	(0,5)	(12,50)
Provisões operacionais e ajustes para perdas operacionais.....	(2.401)	(9,5)	(466)	(2,1)	415,24
Custos de construção	(1.200)	(4,7)	(897)	(4,0)	33,78
Outras despesas operacionais líquidas.....	(499)	(2,0)	(405)	(1,8)	23,21
Total das despesas e custos operacionais	(22.479)	(88,5)	(19.420)	(87,2)	15,75

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2019 e 2018:

Pessoal

As despesas com pessoal foram de R$1.272 milhões em 2019. Em comparação aos R$1.410 milhões de 2018, houve uma redução de 9,79%. Isso foi principalmente devido a uma redução de 10% no número médio de empregados em 2019 em relação a 2018 (5.796 em 2019, e 5.923 em 2018).

Participação dos empregados no resultado

A despesa com participação dos empregados no resultado foi de R$263 milhões em 2019, comparados a R$77 milhões em 2018. O valor mais elevado resulta do maior lucro líquido consolidado da Cemig no ano – a base de cálculo para esta despesa.

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2019 foram de R$11.286 milhões, representando um aumento de 1,82% em comparação aos R$11.084 milhões de 2018. Os principais fatores nesse aumento foram:

- O custo da energia comprada no mercado spot em 2019 foi R$1.886 milhões, comparado a R$1.818 milhões em 2018, refletindo a exposição da Cemig D ao mercado atacadista em 2019.
- Aumento de 5,30% nas despesas com energia adquirida por meio de contratos por cotas de garantia física que foram de R$715 milhões em 2019, comparados aos R$679 milhões em 2018. Essa variação deve-se, principalmente, à diferença de tarifas médias da Cemig D: R$102,22/MWh em 2019, comparado a R$92,51/MWh em 2018.

- As despesas com energia adquirida em leilões no mercado regulado diminuíram 9,71%, totalizando R$3.021 milhões em 2019, comparado a R$3.546 milhões em 2018, principalmente devido ao baixo nível dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas do sistema, que fez com o número de usinas termelétricas despachadas em 2017 foi mais alta – com um consequente gasto mais elevado em combustível para essas usinas.

As despesas com energia adquirida no Mercado Livre e em contratos bilaterais foram R$4.098 milhões em 2019 comparados aos R$3.871 milhões em 2018. Isso reflete principalmente as despesas da Cemig GT (R$4.097 milhões em 2019, em comparação com R$4.055 milhões em 2018) devido ao volume de energia adquirido.

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 30 das demonstrações financeiras.

Tarifa de uso da rede básica

Os encargos de uso da rede nacional de transmissão totalizaram R$1.426 milhões em 2019, comparados a R$1.480 milhões em 2018, representando uma redução de 3,65%.

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. Os valores em 2019 devem-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 e ajustes para perdas operacionais

As provisões operacionais foram de R$2.401 milhões em 2019, em comparação a R$466 milhões em 2018, um aumento de 415,24%. A redução ocorreu principalmente devido a:

- reconhecimento de perda esperada por redução de contas a receber da Renova, no montante de R$688 milhões, como resultado da avaliação do risco de crédito da investida, que deteriorou durante o ano;
- provisões novas para ações trabalhistas de R$136 milhões em 2019, contra a reversão de provisões de R$42 milhões em 2018. Isto decorre principalmente de novas ações, ou da reavaliação das possibilidades de perda das ações existentes, com base em decisões judiciais adversas que se têm realizado no período. Além disso, foi reconhecida uma diferença para a aplicação do índice de inflação do IPCA-E, em vez da TR, no ajuste monetário das ações trabalhistas que tratam de dívidas decorrentes entre 25 de março de 2015 e 10 de novembro de 2017. Estes estão na fase de execução avançada e agora têm chances de perda avaliadas como 'prováveis', devido à recente decisão do Tribunal Regional de Trabalho da 3ª região de Minas Gerais de aplicar a decisão do Tribunal Superior do Trabalho, ordenando uso do índice IPCA-E. Veja mais informações na Nota 27 das demonstrações financeiras;

- variação das provisões para impostos, que representaram o reconhecimento de R$1.228 milhões em 2019, em comparação com uma reversão de R$5 milhões em 2018. Esta variação resulta, principalmente, da reavaliação da Companhia, com base na opinião de seus consultores jurídicos, das chances de perda de processos administrativos e judiciais contra a Companhia em relação às contribuições para a segurança social no pagamento de participações de lucro a seus funcionários, que alegam que a Empresa não estabeleceu anteriormente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Veja mais informações na Nota 27 das demonstrações financeiras.

Custo de construção

Os custos de construção em 2019 totalizaram R$1.200 milhões, ou um aumento de 33,78% em comparação a 2018 (R$897 milhões). 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 2019 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R$1.436 milhões, ou 15,99% a mais que a despesa de R$1.238 milhões em 2018. Isso se deve principalmente ao aumento de 23,11% no custo do gás comprado da Petrobras.

Obrigações pós-emprego

As obrigações pós-aposentadoria da Companhia foram 21,07% maiores em 2019, em comparação com 2018, sendo de R$408 milhões e de R$337 milhões, respectivamente. Isso reflete principalmente um custo mais alto para o Plano de Saúde em 2019, devido à redução da taxa de desconto utilizada na avaliação atuarial realizada em dezembro de 2018.

Resultado de equivalência patrimonial

Em 2019, a Cemig registra um ganho pelo método da equivalência patrimonial de R$125 milhões, comparada com uma perda de R$104 milhões em 2018. Esta variação decorre principalmente das perdas mais altas em 2018 referente as participações na Renova e Santo Antônio Energia. Veja a Nota 18 das demonstrações financeiras para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Resultado financeiro líquido

Cemig reporta receita financeira líquida de R$1.360 milhões em 2019, comparadas às despesas financeiras líquidas de R$518 milhões em 2018. Os principais fatores nesta diferença foram:

A receita da atualização monetária dos créditos dos impostos PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS, em total de R$1.580 milhões. A Cemig, a Cemig GT e a Cemig D apresentaram uma Ação ordinária para declaração de que não era constitucional incluir o ICMS no valor tributável para o cálculo do PIS/Pasep e Cofins; e pelo reconhecimento do direito dessas empresas de compensar os montantes indevidamente pagos nos 10 anos anteriores à ação ser apresentada, com ajuste monetário pela taxa Selic. Mais informações na nota explicativa nº 10.

O aumento foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores:

- reconhecimento, em 2019, de R$998 milhões decorrentes da operação de hedge relacionada aos Eurobonds, em comparação ao reconhecimento de um ganho de R$893 milhões em 2018. O ajuste do hedge a valor justo teve efeito positivo, devido a uma redução menor na variação na curva futura da taxa DI em comparação à curva futura do dólar. O ganho registrado deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme descrito a seguir neste relatório;
- menor variação cambial sobre os empréstimos em moeda estrangeira – que em 2019 representou uma despesa financeira de R$226 milhões, contra uma despesa financeira de R$582 milhões em 2018. Essa redução se deve à menor variação na taxa de câmbio em vigor no período (4,02% em 2019, em comparação com 17,03% em 2018).

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 31 das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e Contribuição Social

Em 2019, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R$1.567 milhões, em relação ao lucro de R$4.469 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 35,03%. Em 2018, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R$599 milhões em relação ao lucro de R$1.978 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 30,30%.

Resultados operacionais

Comparação dos anos 2018 e 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* (redução do valor recuperável) 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 2019 e 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 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 2019 e 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 2.6 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	Receita operacional líquida	2017	Receita operacional líquida	2018 vs. 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 de fornecimento a outras concessionárias	2.990	13,4	3.263	15,0	(8,37)
CVA (compensação por alterações nos itens 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 da transmissão	411	1,8	371	1,7	10,78
Ativos da transmissão – Receita de indenização	250	1,1	373	1,7	(32,98)
Ativos da geração – Receita de indenização	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 de 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 de *aumento* médio de 23,19% nas tarifas de clientes, em comparação com um efeito de *redução* média 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 do baixo 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
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 Contratos de Comercialização de Energia no Mercado Regulado ('CCEARs') e contratos bilaterais com outros agentes.
(2) Dados não auditados por auditores externos; inclui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (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): A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), é cobrada dos Clientes Livres sobre o volume de 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).

A Conta *CVA* (Compensação de Variação de Custos da Parcela 'A') e *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, a uma diferença maior em 2018 que em 2017 entre os custos efetivos com energia e os números estimados utilizados para o custo futuro de energia no cálculo da tarifa (esta diferença gera um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia por meio do próximo reajuste tarifário).

Receita de indenização de transmissão: Em 2018, reconhecemos 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 a R$271 milhões em 2017, referente ao ajuste do saldo não amortizado das concessões das Usinas *São Simão* e *Miranda*, conforme Portaria nº 291/17.

Receita de transações de energia elétrica 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 venda 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, que é 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 pelo Custo 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 34 das demonstrações financeiras. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 29 das 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, para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, e 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	Receita operacional líquida	2017	Receita operacional líquida	2018 vs. 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 e ajustes para perdas 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% em efeito a partir de novembro de 2018, em função de Acordo Coletivo.

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 por meio 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 do 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, o número de usinas termelétricas despachadas em 2017 foi mais alto – 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 30 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, um aumento de 26,06% em relação a 2017 (R$1.174 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. 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. 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. Para maiores informações, veja a Nota nº 27 das demonstrações financeiras.
- Redução de R$155 milhões no valor justo das opções de investimento na RME, na Lepsa e na SAAG em 2018. Este foi 55,46% menor que em 2017 (redução de R$348 milhões). Veja mais detalhes relacionados às opções de venda nas Notas 30 e 33 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. Esta diferença não representa um aumento no percentual da inadimplência em relação ao faturamento total, mas decorre basicamente do aumento na base de cálculo da provisão, em parte devido ao maior faturamento total em 2018 decorrente do reajuste tarifário de maio de 2018 da Cemig D.

Custo de construção

Os custos de construção de infraestrutura em 2018 foram de R$897 milhões, 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 de R$1.238 milhões com aquisição de gás, 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 34 das demonstrações financeiras.

Equivalência patrimonial

Em 2018, a Cemig reportou uma perda pelo método da equivalência patrimonial de R$104 milhões, uma redução de 58,73% em comparação com a perda de R$252 milhões reportada 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 18 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 detinha, direta e indiretamente, 49,99% do capital votante da Light. Em consequência disto, pelo critério da IFRS 10 – *Demonstrações financeiras consolidadas*, a Companhia controlava 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, de R$199 milhões, relacionada à diferença entre o valor justo e o valor contábil da participação anteriormente detida no valor.

Em 20 de dezembro de 2018, a Companhia adquiriu a participação de 51% detido 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 18.1. das 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* teve efeito positivo, devido a uma menor variação na curva futura esperada para o DI em comparação à variação esperada do dólar. 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 relacionados a créditos com partes relacionadas. Vide maiores informações na nota explicativa nº 32 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 taxa do CDI, principal indexador da dívida – que foi 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, comparada a uma despesa líquida de R$41 milhões em 2017, decorrente do maior saldo de ativos líquidos em 2018 que em 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 PIS/Pasep e Cofins (mais detalhes na nota explicativa nº 14 das 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 de R$579 milhões em 2018, referente ao financiamento indexado em dólares da emissão da Eurobond (colocada em duas partes: US$1 bilhão (R$3,2 bilhões) em dezembro de 2017 e US$500 milhões (R$1,9 bilhões) em julho de 2018).

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 31 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 milhões 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 11(d) das demonstrações financeiras.

Liquidez e recursos de capital

Nosso negócio é intensivo em capital. 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 2019 totalizaram R$536 milhões, comparado a R$891 milhões em 31 de dezembro de 2018 e R$1.030 milhões em 31 de dezembro de 2017. Nenhuma 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 2019 e 2018 totalizou R$2.036 milhões e R$1.008 milhões, respectivamente. O aumento no caixa gerado por atividades operacionais em 2019 em comparação com 2018 decorre, principalmente, do aumento da lucratividade da Companhia e da relação entre os custos não gerenciáveis e os recebimentos tarifários da Cemig D, observada a partir do comportamento da Conta de compensação de variação de valores de itens da 'Parcela A' ('*CVA*') e o item '*Outros componentes financeiros*'.

O caixa líquido gerado das atividades operacionais em 2018 e 2017 totalizou R$580 milhões e R$1.008 milhões, respectivamente. O crescimento na geração de caixa em 2018 em comparação com a de 2017 reflete, principalmente, o reembolso recebido pelas usinas hidrelétricas *São Simão* e *Miranda,* e o aumento da rentabilidade da Companhia.

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimento

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2019 totalizou R$1.188 milhões, comparado a caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2018 de R$211 milhões. Esta figura resulta de: Pagamento por Gasmig da Bonificação de Outorga, de R$891 milhões, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e sua extensão até 2053. Este valor foi adicionado à Base de Remuneração Regulatória de ativos (BRR) da Gasmig, como ativo intangível, a ser amortizado durante o período até o final do contrato de concessão.

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 quantia menor 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.

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de financiamento

O dinheiro utilizado nas atividades de financiamento em 2019 totalizou R$1.203 milhões, compreendendo: R$4.883 milhões em amortização de financiamentos; R$4.477 milhões em novos financiamentos recebidos; R$96 milhões em pagamentos de arrendamento; e R$701 milhões em dividendos e juros sobre o capital pagos aos acionistas.

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; e 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 pagos – 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.

Endividamento

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em terça-feira, 31 de dezembro de 2019 era de R$14.777 milhões, composto por R$2.747 milhões em dívida circulante e R$12.030 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2019, R$6.061 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras e R$8.716 milhões estavam denominados em Reais.

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 em dívida circulante e R$12.574 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2018, R$5.827 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (R$5.826 milhões em dólares, e R$0,2 milhões estavam em Euros) e R$8.945 milhões estavam denominados em reais.

Nossos principais contratos de financiamento, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2019, são apresentados na tabela a seguir:

Financiadores	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	2019			2018
				Circulante	Não circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
Banco do Brasil: Bônus diversos (1) (4)	2024	Diversas	U$	2	16	18	26
Eurobonds (2)	2024	9,25%	US$	46	6.046	6.092	5.856
(–) Custos de transação				-	(19)	(19)	(21)
(±) Juros pagos antecipadamente (3)				-	(30)	(30)	(34)
Dívida em moeda estrangeira				**48**	**6.013**	**6.061**	**5.827**
MOEDA NACIONAL							
Banco do Brasil (4) (11)	2022	146,50% do CDI	R$	-	-	-	503
Caixa Econômica Federal (4) (11)	2022	146,50% do CDI	R$	-	-	-	627
Caixa Econômica Federal (5)	2021	TJLP + 2,50%	R$	61	-	61	56
Caixa Econômica Federal (6)	2022	TJLP + 2,50%	R$	118	-	118	108
Eletrobras (4)	2023	UFIR + 6,00% a 8,00%	R$	11	9	20	33
Clientes de grande porte (4)	2024	IGP-DI + 6,00%	R$	3	2	5	5
Sonda (7)	2021	110,00% do CDI	R$	-	49	49	46
Notas Promissórias – 9ª Emissão – Série Única (4) (11)	2019	151,00% do CDI	R$	-	-	-	426
Notas Promissórias – 1ª Emissão – Série Única (8)	2020	107,00% do CDI	R$	875	-	875	-
(–) FIC Pampulha – Títulos negociáveis de empresas controladas (9)				(3)	-	(3)	(25)
(–) Custos de transação				-	-	-	(13)
Dívida em Moeda Nacional				**1.065**	**60**	**1.125**	**1.766**
Total de empréstimos e financiamentos				**1.113**	**6.073**	**7.186**	**7.593**
Debêntures – 3ª Emissão – 2ª série (2)	2019	IPCA + 6,00	R$	-	-	-	156
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª série (2)	2022	IPCA + 6,20	R$	396	692	1.088	1.049
Debêntures – 6ª Emissão – 2ª Série (2)	2020	IPCA + 8,07%	R$	17	-	17	33
Debêntures – 7ª Emissão – Série Única (2)	2021	140,00% do CDI	R$	289	289	578	1.023
Debêntures – 3ª Emissão – 2ª série (4)	2021	IPCA + 4,70%	R$	568	541	1.109	1.596
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª série (4)	2025	IPCA + 5,10	R$	42	949	991	957
Debêntures – 6ª Emissão – Série Única (4)(11)	2022	146,50% do CDI	R$	-	-	-	1.580
Debêntures – 6ª Emissão – Série Única (4)(11)	2020	CDI + 1,75%	R$	-	-	-	551
Debêntures – 7ª Emissão – 1ª Série (4)	2024	CDI + 0,45%	R$	275	1.890	2.165	-
Debêntures – 7ª Emissão – 2ª Série (4)	2026	IPCA + 4,10%	R$	3	1.517	1.520	-
Debêntures – 4ª emissão – 1ª série (8)	2022	TJLP + 1,82%	R$	12	19	31	125
Debêntures – 4ª emissão – 2ª série (8)	2022	Selic + 1,82%	R$	5	9	14	-
Debêntures – 4ª emissão – 3ª série (8)	2022	TJLP + 1,82%	R$	12	22	34	-
Debêntures – 4ª emissão – 4ª série (8)	2022	Selic + 1,82%	R$	5	10	15	-
Debêntures – 6ª emissão – Série única (8)	2019	116,50% do CDI	R$	-	-	-	50
Debêntures – 7ª Emissão – Série Única (8)	2023	CDI + 1,50%	R$	20	60	80	100
(–) Deságio em emissão de debêntures (10)				-	(22)	(22)	-
(–) Custos de transação				(10)	(19)	(29)	(41)
Total, debêntures				**1.634**	**5.957**	**7.591**	**7.179**
Total				**2.747**	**12.030**	**14.777**	**14.772**

(1) Saldo líquido da Dívida Reestruturada, composta pelos Bônus ao Par e Bônus com Desconto com saldo de R$181.716, deduzidos pelas Cauções dadas em garantias, com saldo de R$163.666. 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 eliminação de participações cruzadas entre Cemig GT e Energimp. Para mais detalhes, consulte a Nota 18 das demonstrações financeiras.
(6) Central Eólica Volta do Rio, decorrente da operação de eliminação de participações cruzados entre Cemig GT e Energimp. Para mais detalhes, consulte a Nota 18 das demonstrações financeiras.

(7) Empresa Cemig. Resultante da fusão da Cemig Telecom.
(8) Gasmig.
(9) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos por empresas controladas pela Companhia. Para obter mais informações e características deste fundo, favor consultar a Nota 32 das demonstrações financeiras.
(10) Desconto sobre o preço de venda da 2ª série da 7ª Emissão da Cemig Distribuição (Cemig D).
(11) Os fundos entrando na posição de caixa da Cemig D como resultado da distribuição de sua sétima emissão de debêntures não conversíveis, em 22 de julho de 2019, permitiram o pré-pagamento integral dos saldos devedores de: A 9ª emissão de Notas promissórias, com prazo final de vencimento em outubro de 2019; a 6ª edição das debêntures não conversíveis, com vencimento final em junho de 2020; a 5ª edição das debêntures não conversíveis, com vencimento final em junho de 2022; e Notas de Crédito Bancário com vencimento final em junho de 2022. Esses pagamentos antecipados, efetuados em 24 de julho de 2019, totalizaram R$3.644 bilhões em capital, juros e encargos. Essas iniciativas equilibraram o fluxo de caixa e melhoraram a qualidade de crédito da Empresa. No novo perfil da dívida, as mudanças consistiam na extinção dos contratos existentes e na assinatura de novos contratos. Os efeitos contábeis das transações são refletidos de acordo com o CPC 48 (*Instrumentos financeiros*).
(12) Em 24 de julho de 2019, a Cemig GT realizou uma amortização extraordinária de sua sétima edição de debêntures não conversíveis, no montante de R$125 milhões, que tinha prazo final em dezembro de 2021.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o ano findo em 31 de dezembro de 2019:

Fonte de financiamento 2019	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Valor
MOEDA NACIONAL				
Debêntures – 7ª Emissão – 1ª série (1)	Julho de 2019	2024	CDI + 0,454%	2.160
Debêntures – 7ª Emissão – 2ª série (1)	Julho de 2019	2026	4,10% do IPCA	1.500
Notas Promissórias – 1ª Emissão (2)	Setembro de 2019	2020	107,00% do CDI	850
(–) Custos de transação				(10)
(–) Deságio na emissão de debêntures (3)				(23)
Total de captações				**4.477**

(1) Cemig Distribuição
(2) Gasmig;
(3) Deságio no preço de venda da 2ª série das debêntures emitidas pela Cemig Distribuição.

Em 22 de julho de 2019, a Companhia completou a distribuição de sua sétima emissão de debêntures não conversíveis, com garantia, no montante de R$3.685 milhões, em duas séries. A primeira série, com prazo de 5 anos, por R$2.160 milhões, pagando juros de CDI + 0,45%. A segunda série, com prazo de 7 anos, no montante de R$1.500 milhões e pagando correção monetária pelo IPCA, acrescida de juros de 4,10%, fazendo um custo médio equivalente estimado em 108,61% do CDI.

A Companhia utilizou os recursos para pagar antecipadamente: o saldo remanescente da nona edição de notas promissórias, com prazo final de vencimento em outubro de 2019; o saldo remanescente da 6ª edição de debêntures simples, com prazo final de vencimento em junho de 2020; da 5ª edição de debêntures simples, com prazo final de vencimento em junho de 2022; e Notas de Crédito Bancário, com vencimentos finais em junho de 2022 – totalizando R$3.644 milhões em capital, juros e encargos.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados no ano findo em 31 de dezembro de 2018:

Fonte de financiamento, 2018	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Valor
FOREIGN CURRENCY				
Eurobonds (1)	Julho de 2018	2024	9,25%	1.946
(–) Custos de transação				(8)
(±) Juros pagos antecipadamente (2)				10
				1.948
MOEDA NACIONAL				
Notas Promissórias – 9ª Emissão – Série Única (3)	Maio de 2018	2019	151% do CDI	400
(–) Custos de transação				(4)
Debêntures				
Debêntures (4)	Agosto de 2018	2023	CDI + 1,50%	100
Debêntures – 6ª Emissão – Série Única (5)	Dezembro de 2018	2020	CDI + 1,75%	550
(–) Custos de transação				(4)
				1.042
Total de captações				**2.990**

(1) Em julho de 2018, a Cemig GT concluiu a liquidação financeira de uma parcela adicional à sua emissão inicial do Eurobonds, concluída em 5 de dezembro de 2017. A nova parcela, de US$500 milhões, totalizando R$1.946 bilhões, tem um cupom semestral de 9,25% p.a., com vencimento do principal em 2024.
(2) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*yield to maturity*) acordado no contrato do Eurobonds.
(3) Em maio de 2018, ocorreu a 9ª Emissão de Notas Promissórias da Cemig D, com o prazo de vigência de 18 meses, remuneração anual de 151% do CDI, e amortização em parcela única em 24 de outubro de 2019.
(4) Em agosto de 2018, a Gasmig concluiu a sua 7ª Emissão de Debêntures, com prazo de 5 anos e remunerado de CDI + 1,50%, com amortização anual a partir de agosto de 2019.
(5) Em dezembro de 2018, ocorreu a 6ª Emissão de Debêntures, com prazo de vigência de 18 meses e remuneração anual de CDI + 1,75%, a ser amortizada em 12 parcelas mensais a partir de 03 de julho de 2019.

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 D concluiu a oferta pública da 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis, com garantia, em série única, de 550.000 debêntures, com valor nominal unitário de R$1.000, à data de emissão de 3 de dezembro de 2018, no montante total de R$550 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 complementar 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.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o ano de 2017:

Fontes financiadoras 2017	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais – %	Valor (*)
Moeda estrangeira				
Eurobonds	05 dez. 2017	2024	9,25%	3.252
(–) Custos de Transação (*)				(16)
Juros pagos antecipadamente (*)				(48)
Moeda nacional				
Debêntures (1)	04 nov. 2013	2022	CDI + 0,74%	34
Debêntures (2)	22 abr. 2017	2019	128,50% do CDI	26
Debêntures – 5ª Emissão, Série Única (3)	14 dez. 2017	2022	146,50% do CDI	1.575
(–) Custos de transação (3)				(11)
Total de captações				**4.812**

(*) Inclui tributos que não tiveram efeito caixa, no montante de R$10 milhões.

(1) Subscrição pelo BNDESPar da 4ª Emissão de debêntures da Gasmig, em junho de 2017, com finalidade de dar apoio ao plano de investimentos em expansão da rede de distribuição de gás.

(2) A Cemig Telecom (absorvida pela Cemig em 2018) concluiu a sua 2ª emissão de debêntures simples em maio de 2017, não conversíveis em ações, com garantia real e com garantia adicional fidejussória, em série única, com finalidade de rolagem de dívida e reforço de caixa.

(3) Em 14 de dezembro de 2017, a CemigTelecom fez a sua 5ª emissão de debêntures simples, com o prazo de 4,5 anos e remuneração anual de 146,50% do CDI, a ser amortizada em 36 parcelas mensais vincendas a partir de julho de 2019. A integralização das debêntures da 5ª emissão foi realizada mediante dação em pagamento das debêntures da 4ª emissão, não havendo assim, efeito de caixa.

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 Notas 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. Para a Cemig GT a amortização do principal começou em janeiro de 2019, com 36 pagamentos mensais iguais; e para a Cemig D a amortização do principal começou em julho de 2019, com 36 parcelas mensais correspondentes a uma distribuição 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.

O Refinanciamento da Dívida Bancária não envolveu 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 de inadimplência habituais neste tipo de contrato. 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 Eurobonds em 5 de dezembro de 2023 mais (b) todos os pagamentos de juros exigidos no Eurobonds até e incluindo 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 Eurobonds até, mas excluindo, a data do resgate.

Garantias de financiamento da Cemig

A Cemig forneceu garantias totais de financiamento para R$14.777 milhões em empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2019, foram as seguintes:

	2019 (em milhões de R$)
Notas promissórias e Aval	9.247
Aval e Recebíveis	3.652
Recebíveis	310
Ações	609
Quirografária	959
TOTAL	**14.777**

A Cemig figura como avalista e fiadora de empréstimos, financiamentos e debêntures, no total de R$4.607 milhões, das seguintes partes relacionadas – não consolidadas nas informações contábeis, por se tratarem de coligadas e controladas em conjunto:

Parte relacionada	Vínculo	Espécie	Objetivo	2019	Vencimento
Norte Energia (Nesa)	Coligada	Aval	Financiamento	2.555	2042
Light (1)	Coligada	Contragarantia	Financiamento	684	2042
Santo Antônio Energia (SAESA)	Coligada	Garantia	Financiamento	939	2034
Santo Antônio Energia (SAESA)	Coligada	Aval	Debêntures	424	2037
Centroeste	Controlada em conjunto	Aval	Financiamento	5	2023
				4.607	

(1) Relacionado à execução de garantias do financiamento da Norte Energia.
(2) Garantia pela Cemig, à SAESA na forma de Fiança Corporativa.

Cláusulas contratuais restritivas ('Covenants')

A Companhia possui contratos com cláusulas restritivas ('covenants') atreladas a índices financeiros, conforme o 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)	Dív. Líq / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	O seguinte ou menos: 4,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	O seguinte ou menos: 3,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	- - - -	Semestrais e anuais
Eurobonds Cemig GT (2)	Dív. Líq / Ebitda ajustado pela Covenant	O seguinte ou menos: 4,5 em 31/12/2019 4,5 em 30/06/2020 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/ 06/2021 2,5 em 31/12/2021 em diante	O seguinte ou menos: 3,5 em 31/12/2019 3,5 em 30/06/2020 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 3,0 em 31/12/2021 em diante	- - - - - -	Semestrais e anuais
7ª emissão de debêntures Cemig Distribuição.	Dív. Líq / EBITDA ajustado	O seguinte ou menos: 3,8 em 31/12/2019 3,5 em 30/06/2020	O seguinte ou menos: 3,5 em 31/12/2019 3,5 em 30/06/2020 3,0 em 31/12/2020	- -	Semestrais e anuais
Debêntures GASMIG (3)	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/LAJIDA	O seguinte ou menos: 4,0 em 31/12/2019 2,5 em 31/12/2020 de dezembro em diante.	-	-	Anual
Com a Caixa Econômica Federal ('CEF'), Parajuru e Volta do Rio (4)	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	-	-	Manter Índice 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)	Sempre
	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)	Sempre

(1) 7ª emissão de debêntures da Cemig GT, em dezembro de 2016, no montante de R$2.240 milhões.

(2) Diante de uma eventual 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 dez/17) e um covenant 'de incorrência' de dívida com garantia real na Cemig GT em relação ao EBITDA de 1,5x.

(3) Caso a Gasmig não consiga atingir as covenants requeridas, a Gasmig deve constituir, no prazo de 120 dias, contados da 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. Determinadas situações previstas contratualmente podem provocar vencimento antecipado de outras dívidas (cross default).

(4) Os contratos de financiamentos da Caixa Econômica Federal para a Central Eólica Praias de Parajuru e Volta do Rio possuem Covenants Financeiros com exigibilidade 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.

A Companhia está em conformidade com todos os convênios em 31 de dezembro de 2019, com exceção do convênio não-financeiro do contrato da CEF no empréstimo das subsidiárias Central Eólica Praias de Parajuru e Central Eólica volta do Rio, por um montante de R$178 milhões, que é classificado em passivos correntes. Caso a Companhia seja obrigada pelo credor a liquidar tal valor, o que não é esperado, a Companhia tem recursos disponíveis para fazer tais pagamentos. Adicionalmente, a Companhia avaliou os possíveis desdobramentos desse assunto nos seus demais contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures e concluiu que não seriam necessários ajustes adicionais.

Revisão do Sistema de Compliance e de Governança Corporativa

A Cemig empreendeu diversas iniciativas para aperfeiçoar seu sistema de *compliance* e de governança corporativa, incluindo a revisão de seu estatuto social à luz da nova Lei das Empresas Estatais (Lei nº 13.303/16), seu código de ética à luz da Lei Anticorrupção Brasileira (Lei 12.846/13), mantendo uma Política de *Compliance* nova e melhorada em dezembro de 2019, fazendo revisão da sua Política de Gestão de Riscos Corporativos, mantendo políticas e procedimentos, e fornecendo treinamento sobre *compliance* a todos os seus funcionários. O treinamento sobre o Código de Conduta da Cemig é fornecido anualmente a todos os 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 controle ambiental, sistemas de armazenamento de energia, e desempenho do sistema de energia, e otimização de segurança. Atualmente, a Cemig investe cerca de R$95,75 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Em 2019, a Cemig transferiu R$41 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico ('FNDCT'), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R$20 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética ('EPE'), uma companhia federal de planejamento energético.

Em 2018, transferimos R$38 milhões para o FNDCT e R$19 milhões para o EPE.

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.

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos emitidas pelo governo federal conforme descrito em '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 às nossas receitas, se a alteração for relativa a preços, ou no tocante às 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 – 0,9% (2015-2016), 4,2% (2016-2017), 3,73% (2017-2018) e 1,92% (2018-2019), 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*).

Com relação aos investimentos, para 2020 planejamos fazer investimentos de capital relacionados ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$2.042 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R$295 milhões para aportes em subsidiárias, visando atender necessidades de capital específicas. Considerando que a contração econômica decorrente do impacto da Covid-19 pode ter um efeito negativo na liquidez da Companhia, estamos revisando nosso programa de investimentos e despesas para adiar para 2021, destes investimentos de capital, R$266 milhões (13%), R$17 milhões e R$81 milhões originalmente orçados para serem aplicados nos segmentos de distribuição, geração e transmissão, respectivamente. Para obter mais detalhes, favor consultar o item 4 (Investimentos).

No que se refere à situação de pandemia, causada pelo novo coronavírus, ver 'Fatores de risco' e 'Impactos da Covid-19', onde a empresa aborda suas iniciativas e possíveis impactos em seus negócios.

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*, pelo índice 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 33 das 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 2019:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total
Compra de energia de Itaipu	1.701	1.538	1.538	1.568	1.551	32.724	40.620
Compra de energia – leilões	4.408	4.081	4.035	4.281	4.724	55.730	77.259
Aquisição de energia – 'contratos bilaterais'	334	334	334	334	223	148	1.707
Cotas para Usinas Angra 1 e Angra 2	296	289	291	299	302	6.352	7.829
Transporte de energia de Itaipu	240	251	264	251	238	1.441	2.685
Outros contratos de compra de energia	3.619	3.347	3.808	3.679	3.913	35.082	53.448
Cotas de Garantias Físicas	845	757	718	681	653	13.601	17.255
Total	**11.443**	**10.597**	**10.988**	**11.093**	**11.604**	**145.078**	**200.803**

A composição consolidada dos empréstimos, financiamentos e debêntures, por moeda e indexador, com a respectiva amortização é como segue:

	2020	2021	2022	2023	2024	2024 em diante	Total
Moedas							
US dólar	48	-	-	-	6.062	-	6.110
Total, por moeda	**48**	**-**	**-**	**-**	**6.062**	-	**6.110**
Por índice							
IPCA (1)	1.027	881	588	237	237	1.755	4.725
UFIR/RGR (2)	11	3	3	3	-	-	20
CDI (3)	1.465	907	570	560	271	-	3.773
URTJ/TJLP (4)	202	21	21	-	-	-	244
IGP-DI (5)	2	1	1	1	-	-	5
Total por indexadores	**2.707**	**1.813**	**1.183**	**801**	**508**	**1.755**	**8.767**
(-) Custos de transação	(11)	(10)	(1)	(1)	(19)	(6)	(48)
(-) Juros Pagos Antecipadamente	-	-	-	-	(30)	-	(30)
(-) Deságio	-	-	-	-	-	(22)	(22)
Total Geral	**2.744**	**1.803**	**1.182**	**800**	**6.521**	**745**	**14.777**

(1) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA);
(2) Unidade Fiscal de Referência (UFIR/RGR);
(3) CDI: Certificado de Depósito Interbancário (CDI);
(4) Unidade de Referência de Taxa de Juros (URTJ) / Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP);
(5) Índice Geral de Preços de Disponibilidade Interna (IGP-DI).

A Cemig e suas subsidiárias têm contratos que contêm um arrendamento que, na sua maioria, são indexados anualmente ao índice de inflação do IPCA. A análise de maturidade de seus contratos é apresentada a seguir:

2020	86
2021	58
2022	26
2023	26
2024	26
2025 a 2045	482
Valores não descontados	**704**
Juros embutidos	(416)
Passivo de Arrendamentos	**288**

Item 6. Diretores, gerentes seniores e funcionários

A administração da Companhia é exercida por um Conselho de Administração, e por uma Diretoria Executiva. O Conselho de Administração da Companhia é composto por nove membros, dos quais um será o Presidente e outro o Vice-Presidente. A Diretoria Executiva tem sete Diretores, que podem ser acionistas, residentes no Brasil, eleitos pelo Conselho de Administração por um período de dois anos, sujeitos às exigências da lei e dos regulamentos aplicáveis. É permitida a reeleição por um máximo de três períodos consecutivos de mandato. A estrutura e a composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., com exceções pontuais se 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 societária, orientação geral dos negócios da Cemig, aprovação de operações relevantes, e eleição, destituição e fiscalização dos Diretores (membros da Diretoria Executiva).

Todos os membros do Conselho de Administração são eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas. Com a exceção do membro do Conselho de Administração que representa os funcionários, nenhum outro membro do Conselho de Administração tem um contrato de trabalho com a Cemig ou com qualquer subsidiária que forneça qualquer benefício em caso de rescisão.

As seguintes regras se aplicam à composição do Conselho de Administração:

a) Cada um dos 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) No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros deverão ser independentes ou, sob o Artigo 141 da Lei nº 6.404/1976, pelo menos um deles, caso haja decisão pelo exercício da faculdade do voto múltiplo pelos acionistas minoritários.
c) Aos empregados fica assegurado o direito de elegerem 1 (um) membro, observado o disposto na Lei Federal nº 12.353, de 28 de dezembro de 2010, no que couber.
d) Em qualquer hipótese, a maioria dos membros deverá ser eleita pelo acionista controlador da Companhia.

Composição do Conselho de Administração:

Conselho de Administração

Indicação	**Cargo**	**Data da primeira nomeação**
Márcio Luiz Simões Utsch (1)	Presidente	25 de março de 2019
Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira (1)	Membro	25 de março de 2019
Cledorvino Belini (1)	Membro	25 de março de 2019
José Reinaldo Magalhães (1)	Membro	25 de março de 2019
Romeu Donizete Rufino (1)	Membro	25 de março de 2019
José João Abdalla Filho (2)	Membro	30 de abril de 2014
Marcelo Gasparino da Silva (2)	Membro	2 de maio de 2016
(Cargo Vago) (2)	Membro	-
Marco Aurélio Dumont Porto (3)	Membro	25 de fevereiro de 2020

(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 – Nascido em 1959, formado em direito. Seus principais cargos como executivo foram Mesbla S.A. (loja de departamentos): Gerente Geral de Compras e Operações; Gradiente Entertainment (eletrônicos, jogos): Diretor de Logística de Vendas e Distribuição. Alpargatas S.A.: Ingressou na 1997. CEO de 2003 até a aposentadoria, com 60 anos, em 2019.

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. De 2007 a 2018, foi Diretor Executivo e Sócio do Banco BTG Pactual, responsável pela pesquisa *sell-side* nos setores de Eletricidade e Serviços de Água. No UBS Investment Bank, ele trabalhou no Departamento de Análise de Empresas, em 2005–2006.

Cledorvino Belini – Nascido em 1949, é formado em administração de empresas pela Universidade Mackenzie, com mestrado e pós-graduação pela Universidade de São Paulo (USP), e 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.

José Reinaldo Magalhães – Nascido em 1956, 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. Na PREVI (Fundo de pensão do Banco do Brasil), foi Diretor de investimentos, Departamento de Investidores institucionais, em 2006–2018. No Banco do Brasil, ele foi Gerente Adjunto da filial de Nova Iorque (2004–2005), Gerente Adjunto do Escritório de Representação de Chicago (2002–04) e Gerente Executivo da Diretoria de Planejamento / Gerência de Riscos (de 1998 a 2002). Na PREVI, foi Gerente de Divisão de Gestão Internacional de Instituições financeiras, de 1995 a 1998. De 1994 a 1998, foi estagiário no Programa de Treinamento de Gerente Internacional, em São Paulo, em Austin, Texas e em Londres, e de 1990 a 1994, analista do Departamento Técnico (DETEC) do BB-B1 Banco de investimentos. Ingressou no DETEC em outubro de 1975 e, de 1983 a 1989, foi consultor técnico da Superintendência Estadual de Minas Gerais.

Romeu Donizete Rufino – Nascido em 1956, trabalhou como auditor independente na PriceWaterhouseCoopers de 1978 a 1982 – ingressando como assistente e tornando-se supervisor. De 1983 e 1998, na Eletronorte, for Gerente do Departamento de Contabilidade e posteriormente assessor da diretoria financeira da Companhia. Nesse período, ele também atuou nos Conselhos de Auditoria de: Companhia Energética de Brasília – CEB; e Previnorte, o fundo de pensão de Eletronorte. 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).

José João Abdalla Filho – Nascido 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.; e Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.

Marcelo Gasparino da Silva – Nascido 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. No IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa), e Coordenador do Seção Santa Catarina, Portador do Certificado de Conselheiro de Administração, e membro do Conselho. 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 de *Compliance* da Eternit. Ele é o porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

Marco Aurélio Dumont Porto – Nascido em 1968, formou-se em engenharia civil pela Universidade Fumec em 1994, antes de prosseguir com estudos de pós-graduação e especialização em gestão de projetos, inovação e gestão do conhecimento, na IETEC. Possui MBA em gestão de negócios pelo Centro Universitário Newton Paiva. Trabalhando na Cemig desde março de 1986, inicialmente via Cemig Senai, tornou-se Engenheiro Assistente, Engenheiro de Projetos, Gerente de Projetos de Geração, e depois Diretor Técnico e Comercial dos dois SPCs Hidrelétrica Cachoeirão S.A e Hidrelétrica Pipoca S.A. Ele atuou como Gerente de Fontes de Energia Alternativas, Gerente de Projetos Especiais e de Qualidade, e Gerente de Controles Internos e de Gestão. Atualmente é Analista de Qualidade no escritório do CEO.

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 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. Desde o último relatório sobre 2019, não houve desenvolvimento significativo nesses casos e não há veredicto, eles ainda estão no estágio de processo pré-julgamento.

José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante o 2º Tribunal Penal Federal do Rio de Janeiro, de ter cometido o crime de evasão fiscal, por alegada omissão de informação na sua declaração de imposto sobre o rendimento de 2010. Ele apresentou sua defesa, na qual alega que a Corte está imprópria para prosseguir com a Ação Penal e que a prática criminosa não ocorreu, considerando que os fatos encontrados (venda de imóveis) ocorreram nos anos 1910 e 1940, e não no ano 2001, de acordo com a opinião acusatória. Até à data, não houve qualquer convicção e não houve qualquer imposição de qualquer medida de precaução pessoal ou de equidade. O processo aguarda o início da instrução probatória e, após a conclusão de todos os atos processuais, com a devida diligência, questionamento de testemunhas, interrogatório do arguido e manifestações finais às partes, a sentença será proferida pelo Juiz de primeira Instância. Apelo então será possível a outros tribunais.

Diretoria Executiva ('Diretoria')

A Diretoria Executiva é constituída por 7 (sete) Diretores Executivos, que podem ser acionistas, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de 2 (dois) anos, sujeito aos requisitos da legislação e regulamentação aplicáveis. É permitida a reeleição por um máximo de três mandatos consecutivos. O mandato dos atuais membros da Diretoria dura até a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2020. A Diretoria se reúne normalmente pelo menos duas vezes por mês, e extraordinariamente sempre que convocada pelo Diretor Executivo ou por dois Diretores Executivos.

Os Diretores exercem suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles podem exercer simultaneamente funções não remuneradas na administração das subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração. Eles detêm, por obrigação, no entanto, as posições correspondentes nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos a Estratégia de Longo Prazo, o Plano de Negócios Plurianual e o Orçamento Anual, elaborados e aprovados de acordo com o seu Estatuto Social. O Orçamento Anual refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e, por conseguinte, o Plano Diretor, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendos, as inversões com recursos próprios ou de terceiros, e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Sujeito às disposições das cláusulas anteriores e às boas práticas de governança corporativa, será dever de cada membro da Diretoria Executiva cumprir essas leis, as decisões da Assembleia Geral de Acionistas e do Conselho de Administração, os Regulamentos internos e as decisões da Diretoria Executiva, e estes são deveres das respectivas diretorias.

A seguir estão os nomes, posições e datas da primeira nomeação dos Membros da Diretoria Executiva:

Diretoria Executiva ('Diretoria')

Cargo	**Nome**	**Data da primeira nomeação**
CEO	Reynaldo Passanezi Filho	13 de janeiro de 2020
Diretor Comercial	Dimas Costa	1 de setembro de 2016
Diretor de Distribuição	Ronaldo Gomes de Abreu	28 de junho de 2017
Diretor de Geração e Transmissão	Paulo Mota Henriques	21 de março de 2019
Diretor da CemigPar	Rafael Falcão Noda	20 de março de 2020
Diretor de Finanças e Relações com Investidores	Leonardo George de Magalhães	20 de março de 2020
Diretor Jurídico e de Regulamentação	Eduardo Soares	20 de março de 2020

Reynaldo Passanezi Filho, nascido em 1965, é graduado pelo Programa Executivo Sênior, curso principal da Escola de Administração da Graduação da Universidade de Stanford (Julho-Agosto de 2018); participou do curso de CEO da Fundação Getúlio Vargas em Gestão Empresarial de Março de 2015 a julho de 2017; Doutorado em economia pela Universidade de São Paulo, 1995-2000; Mestrado em economia pela Universidade de Campinas, 1987-92, com distinção, pela dissertação da Organização Industrial sobre o tema 'Soluções Financeiras e Privatização para o Aço Brasileiro'; Diploma em economia pela Universidade de São Paulo, 1983-86 (sexta colocação no exame de entrada na Universidade); e diploma em direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, 1983-89. É membro da Ordem de Advogados do Brasil (OAB). Possui ampla experiência em cargos de liderança sênior no setor privado, no setor financeiro e no setor público; excelência em estratégia e gestão, com histórico de sucesso em privatizações, reestruturações e crescimento; sólida qualificação em finanças, fusões e aquisições, com profundo conhecimento da América Latina e infraestrutura, especialmente a eletricidade.

Dimas Costa – Nascido em 1954, graduou-se em Engenharia Elétrica pela PUC Minas em 1978. De 1978 a 1980, foi Engenheiro do Departamento de Água e Energia de Minas Gerais, onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. De 1978 a 1980, trabalhou como engenheiro no Departamento de Água e Energia de Minas Gerais. Na Cemig, em 1985-1987, foi engenheiro na Unidade de Distribuição; de 1987 a 1995, foi assistente na Unidade de Planejamento de Energia e Gerenciamento de Desenvolvimento Sênior; de 1995 a 1998, foi gerente do Departamento de Desenvolvimento de energia; de 1998 a 2007, gerente de vendas para clientes corporativos; de 2007 a 2010, gerente geral de vendas para clientes da empresa; e em 2011 a 2013, gerente geral da

empresa de vendas para clientes da empresa com benefícios de incentivo. Foi anteriormente Diretor e sócio-gerente da Ponta Energia Consultores Associados Ltda, de 2013 a 2016.

Ronaldo Gomes de Abreu – Nascido em 1965, eleito Diretor de Distribuição e Comercialização da Cemig em junho de 2017, é formado em administração de empresas pela Escola de Administração e Ciências Contábeis da UNA; possui diploma de direito da Faculdade de Direito de Sete Lagoas, e MBA em gestão estratégica e 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 Comercialização, bem como de Finanças e Relações com Investidores. Durante a sua carreira gerencial na Cemig, atuou em áreas e processos de relacionamento com clientes, arrecadação, gerenciamento da receita, expansão e planejamento do sistema elétrico, de regulação e de tarifas.

Paulo Mota Henrique – Nascido em 1962, tem diploma de engenharia elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, MBA pela Fundação Getúlio Vargas e especialização em Engenharia de Automação Industrial pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Sua carreira profissional começou 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 das subestações e linhas de transmissão de tensão ultra alta pertencentes à rede nacional, e outras instalações de transmissão. Ele foi Gerente Geral para Controle de Gerenciamento de Geração e Transmissão da Cemig GT, de 2007 a 2009 – onde as responsabilidades incluíram planejamento, implementação, coordenação e desenvolvimento da Gestão de Estratégia no Gabinete do Diretor de Geração e Transmissão. Em 2009, tornou-se Superintendente de Coordenação da Geração e Transmissão da Cemig GT, responsável pela gestão de processos empresariais na Diretoria de Geração e Transmissão (DGT), e pelo planejamento e gestão dos Empreendimentos de Geração e Transmissão em sociedades, bem como de subsidiárias integrais. Atuou também como Diretor Superintendente da Taesa (de 2009 a 2011). Foi membro do Conselho de Administração das seguintes empresas coligadas à Cemig: Companhia Transleste de Transmissão (2007–2009), Companhia Transirapé de Transmissão (2007–2009); PCH Guanhães Energia (2007–2009); e PCH Pai Joaquim (30 de abril de 2008 a 30 de abril de 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).

Rafael Falcão Noda, gerente de empresa por profissão, pratica como professor universitário de finanças, estratégia e métodos quantitativos. Ele tem 20 anos de experiência em fusões, aquisições, reestruturações financeiras e sustentabilidade, e tem servido na gerência sênior de uma empresa de eletricidade.

Leonardo George de Magalhães é formado em contabilidade e é funcionário da Cemig há mais de 30 anos. Desde 2008, ele trabalha na Controladoria, com inúmeras responsabilidades executivas no Departamento Financeiro, incluindo contabilidade, planejamento fiscal, planejamento financeiro, orçamento, avaliação de investimentos, gerenciamento de caixa e previsão de resultados.

Eduardo Soares é advogado, com carreira de 30 anos na profissão, dedicado às áreas de infraestrutura, energia, financiamento estruturado, financiamento de projetos e direito administrativo e corporativo. Ele tem ampla experiência em transações financeiras, fusões, aquisições, reestruturações e transações acionárias.

Remuneração dos membros do Conselho de Administração e dos Diretores

Os custos totais com o pessoal-chave da administração, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração em 2019, 2018 e 2017, encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral de Acionistas, e seus efeitos no resultado dos exercícios dos respectivos anos são como demonstrados abaixo:

(R$ milhões)	2019	2018	2017
Remuneração	25	34	32
Participação nos resultados (reversão)	6	4	1
Benefícios assistenciais	1	3	2
Total	**32**	**41**	**35**

Não existe qualquer contrato entre a Cemig ou 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, que é aplicável aos diretores (contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz) nos mesmos termos que a outros funcionários.

O Conselho Fiscal

Nos termos do estatuto social da Cemig, seu Conselho Fiscal funcionará permanentemente. O Conselho Fiscal mantém 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
Gustavo de Oliveira Barbosa – Presidente (1)	Membro	7 de agosto de 2019
Germano Luiz Gomes Vieira (1)	Membro suplente	7 de agosto de 2019
Marco Aurélio de Barcelos Silva (1)	Membro	7 de agosto de 2019
Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva (1)	Membro suplente	7 de agosto de 2019
Elizabeth Jucá e Mello Jacometti (1)	Membro	7 de agosto de 2019
Vago (1)	Membro suplente	-
Rodrigo de Mesquita Pereira (2)	Membro	11 de junho de 2018
Ronaldo Dias (2)	Membro suplente	7 de agosto de 2019
Cláudio Morais Machado (3)	Membro	11 de junho de 2018
Carlos Roberto de Albuquerque Sá (3)	Membro suplente	11 de junho de 2018

(1) Nomeado pelo Estado de Minas Gerais (como acionista controlador).
(2) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.
(3) Nomeado pelos detentores de ações minoritárias com direito a voto

Abaixo apresentamos uma breve biografia de cada membro do nosso Conselho Fiscal:

Gustavo de Oliveira Barbosa, nascido em 1965, tem diploma de contabilidade da UNICEUB (Centro de Ensino Unificado de Brasília), e pós-graduação, com MBA em gestão executiva de fundos de pensão, do Centro Universitário do Distrito Federal (ICAT/UDF). Foi Diretor Executivo do Fundo de Pensões do Estado do Rio de Janeiro (Rioprevidência) de 2010 a 2016. Em seguida, atuou como Secretário de Estado para Finanças e

Planejamento do Rio de Janeiro de 2016 a 2018. Foi consultor de serviços bancários técnicos na sede Regional para entidades jurídicas públicas na Caixa Econômica, de 2018 a 2019, e consultor na Barbosa e Mello Consultoria em 2019. Atualmente é Secretário de Estado de Finanças no Governo de Minas Gerais.

Germano Luiz Gomes Vieira, nascido em 1981, tem diploma de direito da Faculdade de Direito Milton Campos, e mestrado em direito público e internacional pela Universidade Católica Portuguesa. Desde 1983 é advogado da Companhia Brasileira de trens urbanos (CBTU). De 2015 a 2019, chefiou o gabinete do Presidente da Fundação Estadual do Meio Ambiente. Atualmente, é Secretário de Estado de Minas Gerais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável e Presidente da Fundação Estadual do Meio Ambiente.

Marco Aurélio de Barcelos Silva, nascido em 1980, é formado em direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), pós-graduado em direito público pela PUC-MG (Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais), pós-graduado em Finanças pela IBMEC Business School, com mestrado em direito Administrativo pela UFMG, e mestrado em direito pelo University College, em Londres (UCL); e está atualmente concluindo o curso de doutorado em direito administrativo pela Universidade de São Paulo (USP). Foi consultor da Fundação Getúlio Vargas (FGV) de 2013 a 2016; e Diretor Jurídico e de Parcerias e Gerente Geral de Projetos da São Paulo Negócios S.A. de 2014 a 2016. Posteriormente, foi Secretário para a negociação de investimentos e parcerias para a Unidade de Gestão Especial do Programa de parcerias de Investimento (PPI) do governo federal, de 2016 a 2019. Atualmente, é Secretário de Estado de Infraestrutura e Mobilidade no Governo de Minas Gerais.

Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva, nascido em 1969, é formado em Medicina pela Universidade Federal de Juiz de fora (UFJF), com pós-graduação e MBA em Gestão de Negócios e Projetos da mesma universidade, e MBA em Gestão de Saúde e Segurança do paciente pela Faculdade de Medicina e Saúde Juiz de Fora (Suprema). Desde 1994, atuou como neurocirurgião na Fundação do Hospital Estadual de Minas Gerais (FEMIG), atuando também desde 1998 na Universidade Federal de Juiz de fora (UFJF). Desde 1996 é neurocirurgião do Hospital Monte Sinai (HMS-NCI).

Elizabeth Jucá e Mello Jacometti, nascida em 1960, é formada em economia, com curso de especialização em finanças, pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), e mestrado em Liderança e Gestão do Centro de Liderança Pública (CLP) / Instituto Singularidade / Escola Kennedy de Harvard. De 2013 a 2016, foi Secretária de Planejamento e Gestão da Prefeitura de Juiz de Fora, onde também foi Secretaria Municipal de Saúde de 2016 a 2018. Atualmente é Secretária de Estado para o Desenvolvimento Social no Governo de Minas Gerais.

Rodrigo de Mesquita Pereira, nascido em 1964, é formado em direito pela Universidade de São Paulo (USP) (1988). Possui também pós-graduação com MBA especializado em gestão de negócios (2005) e especialização em aspectos legais do mercado de capitais (2013), ambos da Fundação Getúlio Vargas – FGV; e pós-graduação em Direitos difusos e coletivos (2016) da Pontifícia Universidade Católica (PUC) de São Paulo. Ex-procurador distrital do Estado de São Paulo (1991-2001), desde 2001 tem praticado a lei como sócio do escritório de advocacia Mesquita Pereira, Almeida, Esteves (2001-2018) e no escritório de advocacia Alves Ferreira e Mesquita (2018 em diante).

Ronaldo Dias, nascido em 1946, tem diploma em Contabilidade pela Faculdade Moraes Júnior. De 2014 a 2016 foi membro substituto do Conselho Fiscal da CEG, a companhia de distribuição de gás do Rio de Janeiro. Posteriormente, foi membro substituto do Conselho Fiscal da Cemig, de 2016 a 2018. Desde 2017, ele é diretor do Banco Clássico.

Cláudio Morais Machado, nascido em 1943, é bacharel em Contabilidade, com atualização de 1998 a 2017, e atua como Perito Especialista em Contabilidade para tribunais estaduais e federais do Rio Grande do Sul, 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, 2015; Profarma Distribuidora de Produtos Farmacêuticos S.A., Rio, 2015; Tupi S.A., Joinville, Santa Catarina, 2010–2016; Porto

Alegre (Rio grande do Sul), que presidiu desde 2003; a holding Paludo Participações S.A., de Porto Alegre (RS), desde 2014; e a ONG Fundação Projeto Pescar, Porto Alegre, desde 2012. De 2011 a 2015 atuou como membro substituto do Conselho Fiscal do Instituto de Desenvolvimento de Gestão (IDG) de Nova Lima, Minas Gerais. Ingressou no Conselho Fiscal da Cemig, indicado pelo BNDESPar, em 2018.

Carlos Roberto de Albuquerque Sá, nascido em 1950, é formado em contabilidade e economia, com pós-graduado em finanças pela PUC (Pontifícia Universidade Católica) do Rio de Janeiro. Desde 2011 é coordenador do Comitê de Auditoria de Lojas Marisa; desde 2016 é membro do Conselho Fiscal da holding de Itaú/Unibanco e da Marfig Global Foods. Ele é um sócio da empresa CS Consult.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é um órgão independente e consultivo, permanentemente estabelecido, com sua própria alocação de orçamento independente. Seu objetivo é fornecer aconselhamento e assistência ao Conselho de Administração, ao qual se reporta. Também tem a responsabilidade por outras atividades atribuídas pela legislação.

As principais atividades desenvolvidas pela Comitê de Auditoria estão relacionadas com: (i) supervisão das atividades de auditores independentes, (ii) supervisão das atividades desenvolvidas nas áreas de controle interno, da auditoria interna e da preparação das demonstrações financeiras da sociedade, e (iii) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controle interno, demonstrações financeiras, informações e mensurações divulgadas pela Companhia.

O Comitê de Auditoria é composto por 3 (três) membros, em sua maioria independentes, indicados e eleitos pelo Conselho de Administração, na primeira reunião que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, para mandatos de 3 (três) anos, não coincidentes. É permitida uma reeleição.

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.

O Comitê de Auditoria deve ter meios para receber denúncias, incluindo aquelas de natureza confidencial, internas e externas à Empresa, sobre assuntos relacionados à sua área de responsabilidade. Pode exercer suas funções e responsabilidades em relação a subsidiárias integrais e outras subsidiárias da Empresa que adotem a estrutura de compartilhamento conjunto de um Comitê de Auditoria.

Nome	Cargo
Pedro Carlos de Mello	Coordenação
Márcio de Lima Leite	Membro
Roberto Tommasetti	Membro

Abaixo está uma breve biografia de cada membro do Comitê de Auditoria:

Pedro Carlos de Mello, nascido em 1952, é formado em contabilidade pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (AEUDF), e em economia do Colégio de Ciências políticas e economia de Cruz Alta. Possui MBA em controladoria pela Fipecafi (Fundação Instituto de Pesquisa Contábil, Atuarial e Financeira da Universidade de São Paulo – USP), MBA em treinamento de executivos da Coppead (Instituto de Pesquisa em Gestão de Pós-Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ), e pós-graduação em contabilidade, custos e auditoria da Fundação Getúlio Vargas (FGV). 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; e Contador Geral substituto, nas ausências regulamentares do titular, na Contadoria (em Brasília), de 1998 a abril de 2007. Foi Coordenador Geral de informações de Gestão para o Diretor de Análise Técnica (DITEC) da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) em 2014, e um membro

suplente do Conselho Fiscal de Usiminas em 2016 e 2017. Desde 2016 é membro do Comitê de Auditoria do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG).

Márcio de Lima Leite, nascido 1971, é formado em direito pela Faculdade Milton Campos, e em ciências contábeis pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) de Minas Gerais, com pós-graduação e Gestão estratégica, com especialização em finanças, pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), e mestrado em direito e relações econômicas e sociais da Faculdade Milton Campos. Atualmente é diretor da Associação Comercial de Minas Gerais (ACMinas); professor convidado da PUC de Minas Gerais; e Diretor Jurídico e Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Fiat Chrysler Automobiles (FIAT) da América Latina.

Roberto Tommasetti, nascido em 1973, é formado em economia pela Universidade Federico II (Itália), revalidado pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e pela UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro). É mestre em contabilidade e finanças pela PUC, São Paulo, e tem doutorado em contabilidade pela UFRJ. Ele é CPA no Brasil e na Itália, é sócio de uma firma de consultoria e lecciona contabilidade financeira e de gestão em cursos de pós-graduação e pós-graduação. Membro da Câmara de Comércio Ítalo-Brasileira do Rio de Janeiro, onde faz parte do Conselho de Energia Brasil-Itália, é membro do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria de diferentes empresas e atuou como Diretor de Finanças, Controller e auditor independente.

Funcionários

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 5.596 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 185 estavam no nível gerencial e 72 contratados para providenciar serviços terceirizados temporários. 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 para prestar serviços temporários terceirizados. 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 para prestar serviços temporários terceirizados. A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categorias, nas mencionadas datas:

Número de funcionários em 31 de dezembro de (1)	**2019 (2)**	**2018 (3)**	**2017(4)**
Gerentes	185	244	254
Quadro de Profissionais	1.147	1.188	1.096
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	4.264	4.651	4.514
Total	**5.596**	**6.083**	**5.864**

(1) Esses números refletem apenas os empregados da Cemig GT, Cemig D e Cemig.
(2) Em 2019, foram contratados 272 funcionários e 762 deixaram a Cemig.
(3) Em 2018, foram contratados 359 funcionários e 244 deixaram a Cemig.
(4) 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 2019-2021 entre a Companhia e Sindicatos foram finalizadas.

Durante as negociações para o período de Outubro de 2017 até Janeiro 2019, 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 2,55%, em linha com a inflação, além de garantir a correção de salários e benefícios, em novembro de 2020, pelo índice de inflação (INPC-IBGE) acumulado entre 1º de novembro de 2017 e 31 de outubro de 2020.

O acordo assegura os seguintes benefícios: pagamento de horas extras diurnas e noturnas; 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 de emprego; e 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'), 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 2019/2020, 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. A intenção do plano é atrair, desenvolver, reter e valorizar os melhores talentos profissionais necessários à condução do negócio da Cemig enquanto preservando a nossa 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 implementado em 2018 com o objetivo de fornecer os instrumentos de compensação considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim critérios sólidos para as promoções. O novo plano consolida os princípios da empresa de ter pessoas com as habilidades necessárias, devidamente remuneradas e qualificadas, alinhadas com o planejamento estratégico.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e da remuneração, por categoria funcional da Cemig:

31 de dezembro de 2019 (R$)	**Salário-base médio em**	**Compensação média em**
Gerentes	19.765,84	33.330,71
Quadro de Profissionais	10.112,06	12.403,95
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	4.933,73	7.720,11

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A Cemig possui um programa de participação nos lucros e resultados para os 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 ponderação para cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2019, de acordo com os termos do Acordo Colectivo, a Cemig distribuiu 4% dos seus lucros, com a possibilidade de um adicional igual a 20% do valor pelo qual o lucro efetivo ultrapasse o orçamento, até um limite máximo a ser distribuído de 7,5% da renda líquida consolidada.

O cálculo da participação nos lucros e resultados (PLR) a ser distribuída será baseado no resultado dos indicadores, e o pagamento será feito 50% em proporção à remuneração individual de cada funcionário e 50% de forma linear entre todos os funcionários representados pelas entidades signatárias do contrato.

A distribuição ocorrerá somente se pelo menos 50% das metas forem atingidas como um todo, observando o peso relativo de cada um dos indicadores. A cesta de indicadores para o ano de 2019 contém 10 indicadores corporativos.

Em 2018, de acordo com os termos do Acordo Coletivo sobre PLR de 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.

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 2019, foram pagos R$174,2 milhões em benefícios a empregados, sendo R$91,5 milhões em contribuições para o plano de pensão e R$82,9 milhões em benefícios de assistência.

Programa de Desligamento Voluntário

Em abril de 2020, a Companhia criou o plano de aposentadoria voluntária para 2019 (o Programa de Desligamento Voluntario Programado – 'PDVP 2020'). Os elegíveis – todos os funcionários que trabalharam com a Companhia por 25 anos ou mais até 31 de dezembro de 2020 – puderam ingressar de 4 a 22 de maio de 2020. O programa pagará os pagamentos legais normais por demissão, 50% do período de pré-aviso, um montante igual a 20% do valor base do FGTS do funcionário, um prêmio adicional igual a 50% do período de pré-aviso, acrescido de 20% do valor base do FGTS do funcionário, bem como os outros pagamentos ao abrigo da legislação.

Em dezembro de 2018, a Companhia criou o Programa de Desligamento Voluntario Programado para 2019 (o 'PDVP 2019'). Funcionários qualificados – todos os funcionários que trabalharam na Empresa por 25 anos ou mais a partir de 31 de dezembro de 2019 – puderam participar do programa entre 7 de janeiro e 31 de janeiro de 2019. O PDVP previu o pagamento dos pagamentos de indenização legais, incluindo período de aviso prévio pago e indenizado, depósito do valor correspondente a uma multa de 40% do valor base do FGTS para fins de aposentadoria, e outros encargos previstos na legislação, sem provisão para pagamento de prêmio adicional. Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do PDVP 2019, com o período de adesão entre 1 e 10 de abril de 2019, e mudanças nos requisitos de adesão, mantendo as demais condições inalteradas. O programa alcançou 613 funcionários e a empresa espera uma economia de aproximadamente R$150 milhões por ano.

Em março de 2018, a Cemig aprovou o Programa de Demissão Voluntária Programada daquele ano ('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, 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 março de 2017, a Companhia lançou o Plano de Desligamento Voluntário Programado ('o 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 12.506/11. 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; o valor despendido foi de R$214 milhões.

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 acidentes com deslocamento ('TFA'), em relação à força de trabalho, foi 1,52 acidentes por milhão de horas trabalhadas, 3,4% superior à de 2017 e 22% abaixo do limite de 1,95. Em 2019, a TFA, relativa à força de trabalho, foi de 1,60 acidentes por milhão de horas trabalhadas, 5,67% superior à de 2018 e 18,75% inferior ao limite de 1,90.

Em 2020, o Cemig monitorará a TF como um indicador estratégico corporativo para promover a saúde e a segurança de toda a força de trabalho na taxa de frequência. A TF, na taxa calculada, leva em conta acidentes com e sem licença. O objetivo é aprofundar a análise de incidentes e acidentes sem afastamento do trabalho para estabelecer ações de bloqueio para reduzir acidentes com afastamento do trabalho monitorados pela TFA.

Item 7. Principais acionistas e transações com partes relacionadas

Principais acionistas

Em 31 de março de 2020, 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 48.772.500 ações ordinárias ou, aproximadamente, 10% dessas ações, e 53.622.344 ações preferenciais, ou aproximadamente 5,52% dessas ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em março de 2020:

Acionista	Ações ordinárias	% da classe	Ações preferenciais	% da classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	248.536.849	50,97%	4.542.877	0,47%
FIA Dinâmica Energia	48.772.500	10%	53.622.344	5,52%
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 ...	1	-	47.000	-
Outros	135.961.802	27,89%	886.144.580	91,25%
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 especificamente 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, e a possibilidade existe de voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção '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 2020, a Cemig possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registrado nos Estados Unidos, com um total de 595.267 ações ordinárias; e 14 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registrados nos Estados Unidos, com um total de 164.403.865 ações preferenciais.

Embora nosso Estatuto Social não prevê nenhuma restrição referente 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, qualquer venda que resulta no Estado não ser dono de mais que 50% do capital com direito a voto da Cemig (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da Cemig, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação por 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 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 32 das 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 por meio 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. Nove parcelas não haviam sido pagas em 31 de dezembro de 2019. 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 2019 era de R$190 milhões.
- Receita financeira de antecipação de ICMS, conforme Decreto nº 47.488 do Estado de Minas Gerais;
- Ajuste para inflação 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 2019 era de R$115 milhões (vide Nota 13 das demonstrações financeiras);
- As transações com energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas por meio 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 de usinas relacionadas à transmissão;
- Processos na justiça realizadas e provisionadas decorrentes do acordo celebrado entre a Aliança Geração (controlada em conjunto), a Vale S.A. (empresa com a qual temos joint ventures) e a Cemig. O total das ações alcança o montante de R$98 milhões, cabendo à Cemig o valor de R$32 milhões;
- 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 (subsidiária). 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 (CCEARs) acordado entre a Santo Antônio Energia S.A, controlada da Madeira Energia, e a Cemig Distribuição, totalizando R$84 milhões, a ser liquidados em 24 parcelas mensais, atualizados por inflação pela Selic com vencimentos até janeiro de 2020. O saldo em 31 de dezembro de 2019 era de R$4 milhões;
- Refere-se à antecipação de pagamentos para fornecimento de energia feito em 2019 à Norte Energia S.A., estabelecido por meio de Leilão e contrato registrado na CCEE. No período de 01/01/2020 à 31/12/2020 a Norte Energia entregará energia elétrica contratada referente ao montante total de R$40 milhões. Não há previsão de atualização financeira para o contrato;
- A Cemig GT (subsidiária) tem R$688 milhões a receber da Renova (controlada em conjunto), que está em recuperação judicial; devido às incertezas relacionadas com a continuidade da Renova (controlada em conjunto), foi registada uma perda estimada na realização dos créditos pelo valor total deste saldo;

- Em 25 de novembro e 27 de dezembro de 2019, foram celebrados contratos de mútuo pós-concursal, denominados 'DIP' e 'DIP 2', entre a Companhia e a Renova Energia S.A., em recuperação judicial, nos montantes de R$10 milhões e R$6,5 milhões, respectivamente. Os contratos preveem juros correspondentes a 100% da variação acumulada da taxa DI, acrescidos de sobretaxa ao ano, pro rata die (base 252 dias úteis), de 1,083% para o contrato 'DIP' e 2,5% para o contrato 'DIP 2', até a data do respectivo pagamento integral. Os recursos desse empréstimo se destinam às necessidades mínimas de caixa da investida. Os contratos preveem garantia, outorgada pela investida e sua garantidora, por meio de fiança e alienação fiduciária das Ações da SPE Mina de Ouro, que representa 120% do valor principal do empréstimo, conforme avaliação independente;
- Foi reconhecido um passivo correspondente à participação da Companhia no Capital Social da Hidrelétrica Itaocara, em função de seu Patrimônio Líquido negativo (vide Nota Explicativa nº 18);
- Contrato para desenvolvimento de software de gestão entre a Cemig D (subsidiária) e Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., instituído no despacho da ANEEL nº 2.657/2017. O saldo em 31 de dezembro de 2019 era de R$3 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 26 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 2019, 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 como um percentual da folha de pagamento da Companhia. Em 2019, representou uma despesa de R$30 milhões;
- Aluguel da sede administrativa da Companhia da Forluz (fundo de pensão dos empregados), com vigência até outubro de 2020 (prorrogável a cada cinco anos, até 2035) e agosto de 2024 (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$3.162 milhões em 2019. (Ver Nota 26 das demonstrações financeiras);

A 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 dos membros do Conselho de Administração;
- 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 exigência de cumprimento de uma Política de Elegibilidade e Avaliação para nomeações para o Conselho de Administração ou para a Diretoria Executiva de subsidiárias ou afiliadas;
- Designação formal para o Conselho de Administração assegurar a implementação e supervisão dos sistemas de risco e de controles internos;
- O Diretor-Presidente ter (como tem) a responsabilidade de direcionar a *compliance* 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/ou membros do Conselho Fiscal;
- Todos os anos, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, e os membros dos comitês estatutários passarão 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 somente 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 se iniciam na 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 2019, 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 consolidada.

A Cemig GT entrou com um pedido de inclusão como 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 a devedora do Mercado Atacadista de Energia, (MAE), antecessor da atual CCEE. A Cemig GT obteve uma decisão provisória de suspensão do depósito que era originalmente ordenado 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'), do qual o resultado é que a Cemig D pode 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, e este recurso aguarda julgamento. O presente recurso não impede a Cemig GT de agir na ação em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi concedido. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da Cemig GT, que foram julgados (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a Aneel deverá arcar com os honorários sucumbenciais). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso (contra decisão não-unânime de um tribunal de recurso), que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2019, o valor envolvido na ação era de R$343 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, de despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados e que o custo do despacho adicional será rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada. Tais determinações representam ônus aos Agentes Geradores do mercado, o que os levou, por suas associações, entre elas a APINE, a questionarem judicialmente a legalidade da citada Resolução. 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, aos quais foi negado provimento. Em 16 de janeiro de 2017, o governo federal interpôs Recurso Especial, que foi negado. Em junho de 2019, a ação judicial foi definitivamente encerrada em favor da Apine, incluindo a Cemig GT e suas subsidiárias.

A Companhia e suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais onde são questionados, principalmente: (i) os encargos tarifários cobrados nas faturas relativas ao uso do sistema de distribuição por autoprodutor; (ii) a violação, alegada, de metas de indicadores de continuidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica e; (iii) a majoração tarifária ocorrida durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado 'Plano Cruzado', em 1986. Em 31 de dezembro de 2019 o valor para os quais as chances de perda nestas ações foram avaliadas como 'possíveis' foi aproximadamente R$244 milhões, e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$36 milhões.

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 2019, o valor envolvido neste processo era de aproximadamente R$327 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, a Cemig GT e a Cemig D são partes em várias ações judiciais que contestam a aplicabilidade do Imposto Territorial Urbano ('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. A partir de 31 de dezembro de 2019, os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$4 milhões e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$79 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 o '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 multas, as companhias ingressaram com dois mandados de segurança, e obteve decisões desfavoráveis às companhias 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 2019, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R$289 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. Apelamos à decisão e, em 23 de agosto de 2019, o TRF da primeira região emitiu uma decisão que dá a aprovação parcial para declarar a caducidade dos créditos fiscais relacionados com acontecimentos tributáveis que ocorreram até agosto de 2001, mas negando os outros pedidos. Como resultado dessa decisão, em 31 de dezembro de 2019, o montante envolvido nessa ação foi avaliado como aproximadamente R$136 milhões, e avaliamos a chance de perda como 'provável'.

Além do processo referido acima, 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, Anuênio, 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 2019, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$1,43 bilhão. Como resultado da decisão do TRF da região acima mencionada, os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$1,08 bilhões e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$349 milhões.

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 2019, o valor envolvido nessas ações era avaliado em aproximadamente R$400 milhões e as chances de perda avaliadas como 'possíveis'. Os avisos de infração relativos à contribuição social (CSLL) se direcionam, 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, por meio da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante (ações ordinárias) de emissão da Light (Light, que tem 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, era titular de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. Após sucessivas transações corporativas, a Cemig incorporou a Parati e, consequentemente, virou sucessor na sua posição nesse processo. Em 2 de meio de 2016, o Poder Judiciário da Receita Federal do Brasil decidiu sobre a impugnação apresentada pela Parati e pela Cemig: manteve 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 2019, a quantia reclamada neste caso totalizava aproximadamente R$230 milhões. A chance de perda foi avaliada como 'possível', principalmente devido às seguintes questões de fato: (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 31 de dezembro de 2019, o valor envolvido nos processos, cuja chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizava, aproximadamente, R$160 milhões.

A Companhia e suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos ao Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR), Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos (ITCD), ao Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), ao Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e aos embargos à execução fiscal. Em 31 de dezembro de 2019, os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$43 milhões e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$161 milhões.

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

Em dezembro de 2019 e até março de 2020, a Secretaria da Fazenda de Minas Gerais lavrou autos de infração contra a controlada Gasmig, no valor total de R$55 milhões, relativamente à redução da base de cálculo do ICMS na venda de gás natural aos seus consumidores no período de dezembro de 2014 até dezembro de 2015, alegando divergência entre a fórmula de cálculo utilizada pela controlada e o entendimento do fisco. O auto é composto de R$17 milhões de principal, R$27 milhões de multas e R$11 milhões de juros.

Considerando que o Estado de Minas Gerais, ao longo de mais de 25 anos, não se insurgiu contra a metodologia de cálculo da Companhia, os administradores, em conjunto com os assessores legais, entendem que é possível a defesa da aplicação do Artigo 100, III do Código Tributário Nacional, que afasta a cobrança de penalidades e juros, sendo 'remota' a contingência de perda vinculada a estes valores. Em relação à discussão sobre a diferença do valor de ICMS apurado pela Gasmig e a nova interpretação do fisco estadual, a probabilidade de perda foi considerada 'possível'. Em 31 de dezembro de 2019, o montante da contingência para o período referente às regras de expiração por limitação de tempo é de R$89 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*. Em 31 de dezembro de 2019, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R$322 milhões. Os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$4 milhões e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$318 milhões.

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 2019, o valor envolvido nesta ação era de aproximadamente R$426 milhões, e as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis'.

Obrigações trabalhistas

Cemig, a 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 2019, o valor dos pleitos com chance de perda

‘provável’ era de aproximadamente R$487,1 milhões, e com chance de perda ‘possível’ era de aproximadamente R$1,19 bilhão.

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 dívidas 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 numa redução do valor estimado da diferença entre os índices de ajustamento da inflação dos processos de direito do emprego, de R$107 milhões em 31 de dezembro de 2019, tendo sido provisionado o montante de R$10 milhões, com base na avaliação de seus consultores jurídicos que a possibilidade de perda em alguns desses processos no direito de trabalho era ‘provável’.

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 2019, o valor envolvido nessas ações totalizava aproximadamente R$165 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 2019, o valor total das ações com chances de perda avaliadas como ‘prováveis’ era aproximadamente R$55 mil e o das ações com chances de perda avaliadas como ‘possíveis’ era de aproximadamente R$142 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 por pessoas qualificadas 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 réus, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2019, o valor total de tais ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' era aproximadamente R$25 milhões e o das ações com chances de perda avaliadas como 'possíveis' era de aproximadamente R$382,8 milhões.

Outros processos

A sociedade e as suas subsidiárias estão envolvidas como autor ou ré em outros pleitos menos significativos, relacionados com o curso normal das suas operações, incluindo: alegados prejuízos sofridos decorrentes de supostos descumprimentos contratuais, e indenizações para rescisão de contratos, quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e aceiros. Em 31 de dezembro de 2019 os valores envolvidos nestas ações sujas chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$338 milhões, e nas ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' totalizaram aproximadamente R$47 milhões.

Relações de consumo

A empresa e as suas subsidiárias estão envolvidas em várias ações civis relacionadas com a indenização por danos morais e por danos materiais, decorrentes, principalmente, de alegações de irregularidades na medição do consumo e acusações de cobrança indevida, no decurso normal das suas atividades. Em 31 de dezembro de 2019 os valores envolvidos nestas ações para as quais as chances de perda foram avaliadas como 'possíveis' totalizaram aproximadamente R$49 milhões, e nas ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis', aproximadamente R$19 milhões.

Dividendos – Política e pagamentos

Dividendos obrigatórios – prioridade e valor dos dividendos

De acordo com seu Estatuto Social, a Cemig está obrigada a pagar aos seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, determinado de acordo com a Lei nº 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, ou a 'Lei das Sociedades por Ações'. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo mínimo obrigatório para o 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 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 a situação financeira da empresa permitisse, 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 obrigatório 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 foi pago em duas parcelas, a primeira em 28 de junho de 2019 e a segunda em 27 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 foi realizado em parcela única em 27 de dezembro de 2019.

Em 18 de dezembro de 2019, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R$400 milhões, por conta do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2019, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 23 de dezembro de 2019, para ser pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2020 e a segunda até 30 de dezembro de 2020. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em sexta-feira, 31 de julho de 2020 o pagamento de dividendos para o ano de 2019 de R$364 milhões, aos acionistas cujos nomes estiverem no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia na data da AGO. O pagamento dos dividendos será realizado em parcela única até o fim de dezembro de 2020.

Reserva de lucros a realizar: O Artigo 197 da Lei das S.A. permite que a Companhia pague o dividendo obrigatório, calculado de acordo com os seus Estatutos até os limites da porção realizada do lucro líquido do ano (recebido em dinheiro). O excesso entre esse montante obrigatório de dividendos e os dividendos que serão efetivamente pagos foi registado na 'Reserva de lucros a realizar'.

Em 2019, a Companhia apresentou uma participação líquida positiva de lucro de subsidiárias, entidades controladas conjuntamente e afiliadas de R$2.834 milhões, que podem ser consideradas como parcela não realizada do lucro líquido do ano, de acordo com a lei das S.A. A parte do lucro das filiais e das joint ventures poderá não ser realizada em 2020, o que significa que pode não ser convertido em dinheiro, tendo em conta o cenário macroeconômico e o fato de ainda não ser possível prever os impactos de Covid-19 nos fluxos de caixa e nos resultados financeiros das investidas.

Desta forma, considerando que os dividendos estatutários se distribuídos integralmente, correspondem a 50% do lucro líquido, e representariam o valor de R$1.564 milhões, e considerando as expectativas de realização financeira do resultado do exercício, conforme mencionado anteriormente, a Administração da Companhia está propondo a constituição de reserva de lucros a realizar no montante de R$835 milhões.

Os valores constantes da reserva de lucros a realizar somente poderão ser utilizados no pagamento do dividendo mínimo obrigatório. Assim, quando a Companhia realizar tais lucros em dinheiro, deverá distribuir

o dividendo correspondente no período subsequente, após compensação de quaisquer perdas nos anos seguintes.

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) 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 a soma do saldo da mesma e o saldo 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 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 para benefícios de impostos, 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 em 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) do período 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 acima do mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares 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 3,6% em relação ao dólar norte-americano em 2019. 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 sobre impostos 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 dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionar a conversão dos recursos 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)
2017 (4).....	14	5	486	147
2018 (5).....	290	75	577	149
2019 (6)	255	49	509	99

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no mesmo exercício dos lucros aos quais se relacionam, uma vez que 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 os números de 2019, por acesso em 8 de abril de 2020).

(4) Conforme a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária 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.

(5) Em 18 de dezembro de 2018, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R$210 milhões, a serem imputados contra o 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. 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 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.

(6) Em 18 de dezembro de 2019, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R$400 milhões, a serem imputados contra o dividendo mínimo obrigatório para 2019, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 23 de dezembro de 2019. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2020 e a segunda até 30 de dezembro de 2020. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a ser realizada em 31 de julho de 2020, a Companhia propôs o pagamento de R$364 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.

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 2019, 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 2019, existiam aproximadamente 152.580.657 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 15,7% 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 2019, 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 2019, existiam aproximadamente 497.376 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 2019, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R$13,79 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US$3,41.

Em 31 de dezembro de 2019, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R$15,59 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US$3,97.

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, ajustados por dividendos.

	Ações Ordinárias		**ADSs Ordinárias**		**Ações Preferenciais**		**ADSs Preferenciais**	
	Preço em R$, nominal		**Preço em US$**		**Preço em R$, nominal**		**Preço em US$**	
Ano	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**
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
2019	18,71	13,73	4,83	3,21	15,09	12,24	3,95	2,86

Trimestre	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$, nominal		Preço em US$		Preço em R$, nominal		Preço em US$	
2018	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**
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
2019								
1° Trimestre	17,03	14,45	4,40	3,65	14,13	12,43	3,74	3,21
2° Trimestre	18,71	14,62	4,77	3,79	14,94	12,24	3,81	3,00
3° Trimestre	18,56	15,23	4,83	3,59	15,09	13,62	3,95	3,24
4° Trimestre	15,82	13,73	3,90	3,21	14,21	12,30	3,37	2,86

Mês	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$, nominal		Preço em US$		Preço em R$, nominal		Preço em US$	
	Alta	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**	**Alta**	**Baixa**
Outubro de 2019.....	15,82	14,22	3,67	3,50	14,21	12,90	3,37	3,19
Novembro de 2019	14,63	13,73	3,62	3,21	13,17	12,30	3,28	2,86
Dezembro de 2019.....	15,59	13,99	3,90	3,33	13,79	12,48	3,36	2,95
Janeiro de 2020.....	17,51	15,54	4,26	3,79	15,64	13,73	3,70	3,34
Fevereiro de 2020.....	17,76	14,87	4,15	3,15	15,97	13,70	3,72	3,01
Março de 2020.....	15,91	7,74	3,43	1,52	15,08	8,15	3,25	1,56
Abril de 2020.....	10,72	8,05	2,05	1,54	10,42	7,86	1,96	1,45
Maio de 2020 (até 14 de maio)	9,59	7,54	1,78	1,30	9,55	7,58	1,72	1,28

A tabela a seguir apresenta os dividendos 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 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
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
2019	03/05/2019	03/05/2019	26/12/2019	07/05/2019	07/01/2020

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 – Brasil, Bolsa, Balcão S.A. ('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 17h30 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 por meio 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 pela violação do limite *intra-day*. 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 negociadas 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 nosso balanço patrimonial e demonstrações do resultado, consolidados; Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP), e Informações Trimestrais (ITR), ambas por meio de formulários específicos; e o Formulário de Referência;
- incluir, nas notas explicativas às demonstrações financeiras trimestrais, uma nota sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações exigidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta no capital social da Companhia, por tipo ou classe, que ultrapasse 5% daquele tipo ou classe, até ao nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;
- divulgar a quantidade de ações em circulação (*free float*) e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser no mínimo 25% do capital social;
- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos contendo pelo menos as datas de: (a) atos e eventos corporativos, (b) reuniões públicas com analistas e outras partes aplicáveis; e (c) divulgações 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 da companhia;
- adotar mecanismos que possibilitem a dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações, por meio 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, ou por nossas subsidiárias ou 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) devem ser divulgados 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 (em jornais ou em sites de notícias). 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 'Item 10. *Informações Adicionais – Controles* de câmbio'.

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. Entre outros assuntos, essas leis e regulamentos estipulam 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 governam o licenciamento e a supervisão de corretoras e a governança de bolsas de valores brasileiras.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, uma companhia é pública, 'companhia de capital aberto' como a Cemig, 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, sujeito a algumas limitações, podem ser negociadas por particulares, 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 poderá ser suspensa por iniciativa da B3 ou da CVM, entre outros motivos, baseada em ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas 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 a seção 'Item 10. *Informações adicionais – Controles de câmbio*'.

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:

- 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;
- especificam 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 com a empresa ou que contribua para ela; e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;
- obrigam o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do Comitê de Auditoria e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;
- exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação de tais valores mobiliários da empresa;
- exigem 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;
- estabelecem regras relativas às exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- restringem o uso de informações privilegiadas.

Item 10. Informações adicionais

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 provisões relevantes de: (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela nossa Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 7 de agosto de 2019; e (ii) a Lei das Sociedades por Ações. A descrição do nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e deve ser lida com referência ao 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, em quaisquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial;

iii. prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e

iv. exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social, incluindo o desenvolvimento, a exploração de sistemas de telecomunicação, de informação, a pesquisa e o desenvolvimento tecnológicos e a 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 direito de voto a seu titular 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 Brasileira 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 adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não 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 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 – Dividendos: Política e pagamentos*'.

Assembleias Gerais de Acionistas

As assembleias gerais de acionistas são realizadas para os fins previstos por lei, especificamente na Lei das S.A. Elas ocorrem nos primeiros quatro meses após o final do ano comercial e são chamadas por aviso prévio de pelo menos 15 dias. A Lei das S.A. também especifica que as seguintes decisões podem ser tomadas somente pela Assembleia Geral de Acionistas:

- alterar o Estatuto Social;
- eleger ou dispensar, a qualquer momento, os membros da administração da empresa ou do conselho fiscal ou do comitê de auditoria, sujeito ao Subitem II do Artigo 142 da Lei das S.A.;
- anualmente, receber as contas da administração e decidir sobre as demonstrações financeiras apresentadas por eles;
- autorizar a emissão de debêntures;
- suspender o exercício dos direitos dos acionistas;
- decidir sobre a avaliação de bens que um acionista subscreve para a formação do capital social;
- autorizar a emissão de 'Partes Beneficiárias';
- decidir sobre a transformação, fusão, absorção ou divisão da empresa ou pela sua dissolução ou liquidação; eleger ou dispensar os liquidatários e tomar decisões sobre as suas contas; e
- autorizar os gerentes a abrir falência ou solicitar *concordata*.

Como regra geral, para aprovação ou ratificação de qualquer medida proposta é exigida uma votação a favor por acionistas que representem pelo menos a maioria das ações comuns em circulação, presentes pessoalmente ou representados por procuradores, numa Assembleia Geral de Acionistas. As abstenções não são contadas. No entanto, uma votação afirmativa por parte dos acionistas que representam a maioria do capital social em circulação é necessária para as decisões que:

- criar ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais de maneira não proporcional em relação às outras classes de ações, a menos que a medida seja especificada ou autorizada pelo Estatuto da Companhia;

- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais; ou criar nova classe com prerrogativas maiores que as das classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- fazer qualquer alteração nos objetos da Companhia;
- realizar qualquer transação de absorção ou fusão da empresa com qualquer outra empresa;
- realizar uma divisão de parte dos ativos ou passivos da empresa;
- aprovar nossa participação em um grupo de sociedades;
- solicitar o cancelamento do estado de liquidação;
- aprovar a dissolução da Companhia;
- aprovar a criação de partes beneficiárias; e/ou
- aprovar a absorção de todas as nossas ações por outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia.

Os acionistas podem ser representados em uma Assembleia Geral de Acionistas por uma pessoa que detém uma procuração, outorgado não mais de um ano antes da data da reunião. Para ser qualificado para representar um acionista em uma Reunião Geral de acionistas, o titular da procuração deve ser um acionista ou um dos diretores da Companhia, ou um membro do Conselho de Administração, ou um advogado. Para uma sociedade aberta, como a Cemig, o titular do poder de advogado 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 convocar nossas Assembleias Gerais como ato de rotina. As Assembleias Gerais de Acionistas também podem ser chamadas:

- pelo Conselho Fiscal, se o Conselho de Administração omite convocar a Assembleia Geral no prazo de um mês a contar da data em que isso lhe tiver sido solicitado, de acordo com a lei aplicável, ou uma Reunião Geral a qualquer momento, caso questões sérias e urgentes afetem nossa Empresa;
- por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração omite convocar a Assembleia Geral de acionistas no prazo de 60 dias a partir da data em que isso lhe tenha sido solicitado, de acordo com a Lei das S.A. ou com nossos estatutos;
- por acionistas que detenha pelo menos 5% do capital social, caso o Conselho de Administração omite convocar a Assembleia Geral no prazo de 8 dias corridos a contar do recebimento de uma solicitação desses acionistas para convocar uma Assembleia Geral, com indicação dos assuntos a serem discutidos;
- ou por qualquer titular de, pelo menos, 5% das nossas ações de voto, ou 5% dos acionistas sem direito de voto, se o Conselho de Administração omite convocar a Assembleia Geral dos acionistas no prazo de 8 dias corridos a contar do recebimento de uma solicitação dos referidos acionistas para instalar o 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, por meio de facilitar 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;
- fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração e as contas da Companhia, fornecidos pela Diretoria Executiva;
- 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;
- aprovar a participação no capital acionário de, ou a constituição ou extinção de, qualquer companhia, empreendimento ou consórcio;
- aprovar, na forma do seu Regimento Interno, a instituição de comitês de suporte ao 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 de, 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 ou destituir, em ambos os casos somente com a devida justificativa, 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 com diligência 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 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 de Conselhos.

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 circunstância alguma. 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 o 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, a Companhia deixar 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 podem 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 podem 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 se uma das seguintes decisões for feita em Assembleia Geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto:

- – De 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);
- – De modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais (2);
- – De reduzir a distribuição obrigatória de dividendos (3);
- – Alterar o objeto social da Companhia (4);
- – De unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações (5);
- – De transferir a totalidade das ações da Companhia para outra companhia a fim de tornar nossa companhia uma subsidiária integral daquela companhia, o que se conhece por *absorção* (6);
- – De aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações (7);
- – De efetuar cisão, sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações (8);
- – De transformar a Companhia em outro tipo societário (9);
- – De 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 as ações da Companhia 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 acervo patrimonial cindido for vertido para uma 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 nos 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 disponibilizados para exame, sempre que sejam apontados indicação, ou fato, de atos violadores da legislação brasileira ou do Estatuto Social da companhia, ou haja suspeita fundada de que graves irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia; direito de exigir que as administradores da Companhia revelem:
    - o número dos valores mobiliários de emissão da companhia ou de sociedades controladas, ou do mesmo grupo, que tiver adquirido ou alienado, diretamente ou por meio de outras pessoas, no exercício anterior;
    - as opções de compra de ações que a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
    - os benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da Companhia or de sociedades coligadas, controladas ou do mesmo grupo;
    - as condições dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela Companhia com os diretores e/ou funcionários de alto nível; e/ou
    - 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 de Acionistas, 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 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.

Alterações nos direitos dos 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.

Atos que cancelam o registro da empresa para negociação – O cancelamento de nosso registro de companhia aberta deverá ser precedido por oferta pública por parte dos acionistas controladores ou da própria Companhia para aquisição da totalidade das 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 da 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

De acordo com a Lei Brasileira das S.A. e seus regulamentos, o litígio entre acionistas está sujeito à arbitragem especificada nos estatutos. Nos termos da Cláusula 44 dos estatutos da Cemig, a Companhia, seus acionistas, gerentes e membros do Conselho Fiscal se comprometem a resolver por meio de arbitragem, precedida de mediação, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) do B3 ou a Câmara de Mediação e Arbitragem da FGV, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles relacionada ou decorrente, em particular, da aplicação, validade, eficácia, interpretação ou violação das disposições contidas na legislação e regulamentação aplicáveis, nos estatutos, nos acordos de acionistas arquivados na sede, as regras emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), ou as outras regras aplicáveis ao funcionamento dos mercados de capitais em geral, bem como as que constam do Regulamento de Nível 1 do B3. Sem prejuízo da validade desta cláusula de arbitragem, o pedido de medidas de urgência, antes da constituição do tribunal arbitral, deve ser remetido ao Judiciário, por meio dos tribunais da Comarca de Belo Horizonte, Minas Gerais.

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. Por via 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 brasileiras*'.

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, negociadores de títulos ou moedas, corretoras, negociadores de títulos que optam por marcar a mercado, organizações isentos de tributação, pessoas sujeitas ao 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 *partnership* para fins do imposto de renda nos Estados Unidos investe em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, as considerações relativas a esse investimento vão depender em parte do status das atividades desta entidade e do sócio 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, em que se refere 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 já entraram em conversações 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.

Considerações sobre impostos brasileiros

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 as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não

brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às 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 com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro 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.

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 Capital Próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento 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 em 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'.

Na medida que 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 final 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. Um precedente emitido pelo tribunal administrativo brasileiro apoiou esta visão. 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 propriedades localizadas 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 de tributação norte-americanas

Em geral, e levando em conta as premissas anteriores, 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 qualquer distribuição caracterizada como juros atribuível ao capital dos acionistas para fins da lei brasileira, e o montante de qualquer tributação Brasileira retida sobre tal distribuição, 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. Dividendos de caixa (incluindo distribuições caracterizadas como juros sobre capital próprio para fins da lei brasileira e valores retidos em relação aos impostos brasileiros) pagos com respeito a:

- as ações em geral, serão incluídos na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos de fato ou construtivamente pelo detentor norte-americano; ou
- as ações representadas por ADSs, em geral, serão incluídas na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário; e em ambos os casos, não será elegível para as deduções permitidas às empresas sobre dividendos recebidos. 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 'receita de categoria passiva' ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma 'receita da categoria geral' 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 à disponibilidade 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, 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 medida 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 sujeitas a uma reduzida alíquota marginal máxima 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'), ou no exercício da companhia no qual 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 vendas, resgates e outros disposições tributáveis — 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 das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação das ações como determinado em dólares. 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 sujeita a tributação, incluindo o ganho decorrente da redução da posição 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, se o Imposto de Renda na Fonte, ou Imposto de renda, brasileiro, for imposto sobre a venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs conforme descrito em '*Tributação – Considerações sobre impostos brasileiros*', esse tributo geralmente não estará disponível como crédito para o detentor norte-americano contra o Imposto de Renda federal 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, e alienação de ações ou ADSs.

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 de transparência em relação à renda e ativos de subsidiárias, ou: (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 ativos passivos, e ganhos de operações em commodities e 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 maiores quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições sobre 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 de: (i) a '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) o 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 no último dia do ano tributável ou US$75.000 a qualquer momento durante aquele ano, 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. Limiares 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 declaração 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 – Dividendos: Política e pagamentos'.* Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante 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 *Securities Exchange Act of 1934* (Lei de Valores Mobiliários de 1934), conforme alterado, ou a *Exchange Act* (Lei de Mercado de Capitais), dos EUA. 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 (*Public Reference Room*) da SEC na 100 F Street NE, Sala 1580, Washington, DC 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 no edifício 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, incêndio ou explosão 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, nem 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 cobertos pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja o 'Item 3. *Informações Relevantes – Fatores de Risco*' relacionados à Cemig. 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 credor 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 2019, R$6.110 milhões, representando aproximadamente 41,35% de nossa dívida em aberto, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 100,00% 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 2020, uma desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar norte-americano acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$3.743 milhões e R$5.714 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 pelos itens *CVA* e *Outros componentes financeiros* nos ajustes de tarifas. *E*ste 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.

A tabela abaixo resume informações sobre nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2019:

	(em milhões de R$)
Dólares norte-americanos:	
Financiamentos	6.110
Fornecedor (Itaipu)	243
	6.353
Outras Moedas:	
Financiamentos	-
Passivo líquido exposto a risco de taxa de câmbio	6.353

Operações de Swap

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos um saldo de R$6.092 milhões em empréstimos e financiamentos para os quais usamos instrumentos derivativos (swaps) para proteger o serviço associado a essas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidos ou incorridos.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2019:

Direito da Companhia (1)	Obrigação da Companhia (1)	Vencimentos	Mercado de negociação	Valor principal (2)	Ganho/perda não realizada	
					Contábil 2019	Valor justo 2019
US$: Taxa: 9,25% a.a.	R$: 150,49% do CDI	Juros: Semestral Principal: Dez. 2024	Balcão	US$1.000	814	1.235
US$: Taxa: 9,25% a.a.	R$: 125,52% do CDI	Juros: Semestral Principal: Dez. 2024	Balcão	US$500	108	456
					922	**1.691**

1) Para o Eurobond de US$1 bilhão emitido em Dezembro de 2017: (i) Para o principal foi contratada um Call Spread, com piso em R$3,25/US$ e teto em R$5,00/US$; (ii) para a totalidade dos juros, foi contratado um swap, com troca do cupom de 9,25% a.a. por taxa média equivalente a 150,49% do CDI. Para a emissão adicional de US$500 milhões de dólares do mesmo Eurobond emitida em Julho de 2018: (i) Para o principal foi contratada um Call Spread, com piso em R$3,85/US$ e teto em R$5,00/US$; (ii) para os juros foi contratado um swap, com troca do cupom de 9,25% a.a. por taxa média equivalente a 125,52% do CDI.
2) Em milhões de US$.

A Companhia utiliza uma metodologia de marcação a mercado para mensuração dos instrumentos financeiros derivativos de proteção dos Eurobonds, em conformidade com as práticas de mercado. Os principais indicadores para mensurar o valor justo do Swap são as curvas de mercado de taxas DI e o dólar futuro negociados no mercado futuro da B3. Para precificar a Call Spread (opções) é utilizado o modelo Black & Scholes, que tem como parâmetro, dentre outros, a volatilidade do dólar, mensurada com base no seu histórico de 2 anos.

Risco de taxa de juros

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos R$14.777 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R$4.017 milhões são remunerados a taxas atreladas à taxa CDI e outros índices flutuantes.

Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos passivos, líquidos de outros ativos, sujeitos a juros a taxas flutuantes no valor de R$2.044 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 2019 resultaria em uma perda potencial de R$20 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	8.767
Dívida de Taxas pré-fixadas:	
Denominada em moeda estrangeira	6.110
Custos de transação (–)	(48)
Juros pagos	(30)
Desconto na emissão (–)	(22)
Total	14.777

Portfólio total	**Risco de taxa de juros (em milhões de R$)**
Ativo:	
Equivalentes de caixa	326
Valores mobiliários	753
Fundos vinculados	12
CVA e *Outros componentes financeiros*	882
Total	1.973
Passivo:	
Financiamentos	(4.017)
Total do passivo	(4.017)
Total	(2.044)

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, or qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante da titularidade das ADSs, ou 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 ou dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoas devolvendo ADSs de ações ordinárias com objetivo de sacar Títulos Depositados ou pessoas a quem Títulos Depositados são entregues.
(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 uma distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs de acordo com: (i) dividendos de ações ou outras distribuições de ações livres, ou (ii) o exercício dos direitos a 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 uma distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	$1,50 por certificado apresentado para 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 de acordo com dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, desde que proibida pela bolsa na qual as ADSs de ações preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs de ações preferenciais de acordo com 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 uma distribuição é efetuada.

Serviço	Taxa	Paga por quem
(4) Distribuição de proventos 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 uma distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos um acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos indiretos de distribuição, e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US$1,33 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US$0,57 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

A nossa Diretoria, incluindo o nosso presidente (CEO) e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliaram a eficácia dos nossos controlos e procedimentos de divulgação (tal como definidos nas regras 13A-15(e) e 15d-15(e) da *Exchange Act* dos EUA) em 31 de Dezembro de 2019, e concluíram que, devido à fraqueza material no nosso controle interno sobre a comunicação financeira, tal como discutido abaixo no ponto 15(b), estes controlos e procedimentos não foram eficazes.

Os controlos e procedimentos de divulgação de informações destinam-se a fornecer garantias razoáveis de que as informações necessárias para serem divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou submetemos ao abrigo do *Exchange Act* de 1934, tal como alterada, são registradas, processadas, resumidos e comunicados dentro do período de tempo especificado nas regras e formulários da SEC. Estes controles e procedimentos de divulgação incluem, sem limitação, controles e procedimentos destinados a garantir que as informações necessárias para serem divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou submetemos são acumuladas e comunicadas à Administração da Companhia, incluindo o CEO e os executivos financeiros, conforme apropriado, para permitir decisões oportunas em relação à divulgação exigida. À luz das fraquezas materiais discutidas abaixo, realizamos análises adicionais e outros procedimentos pós-encerramento para garantir que nossas demonstrações financeiras consolidadas sejam preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Por conseguinte, a nossa Administração, incluindo os nossos principais dirigentes executivos e financeiros, concluiu que as demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste formulário 20-F apresentam de forma justa, em todos os aspectos materiais, a nossa posição financeira, resultados das operações e fluxos de caixa para os períodos apresentados em conformidade com as IFRS emitidas pelo IASB.

(b) Relatório anual da administração sobre controles internos sobre a preparação de relatórios financeiros

A Administração é responsável pela criação e manutenção de controle interno adequado sobre a prestação de informações financeiras, tal como definido nas regras 13a-15(f) e 15d-15(f) do *Exchange Act* dos EUA.

Nosso sistema de controle interno foi projetado para fornecer uma garantia razoável quanto à integridade e confiabilidade das demonstrações financeiras publicadas. 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.

Todos os sistemas de controle interno, não importa quão bem concebidos, têm limitações inerentes e podem fornecer garantias somente razoáveis de que os objetivos do sistema de controle são alcançados.

A Administração avaliou o controle interno sobre relatórios financeiros sob a supervisão de nosso CEO e Diretor de Finanças e Relações com Investidores, em 31 de dezembro de 2019. A Administração avaliou a eficácia do nosso controle interno sobre a comunicação de informações financeiras com base nos critérios estabelecidos no marco do *Comité das Organizações Patrocinadoras da Comissão de Treadway* de 2013.

Com base nesses critérios, identificou-se uma fraqueza material e a Administração concluiu que em 31 de dezembro de 2019 nosso controle interno sobre preparação de relatórios financeiros não foi eficaz. Como já aqui foi destacado, essa ineficácia não comprometeu as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2019.

Fraqueza material no controle interno sobre relatórios financeiros

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou uma combinação de deficiências, no controle interno sobre a preparação de 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.

Relatório de auditores independentes

A efetividade de nosso controle interno sobre a preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019 foi auditada pela Ernst & Young Auditores Independentes S.S., empresa de auditoria independente contratada pela Companhia. Seu relatório de auditoria sobre a avaliação da Administração do controle interno sobre preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019 está incluído em baixo neste Formulário 20-F. Seu relatório expressa uma opinião adversa sobre a eficácia de nosso controle interno sobre preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019.

(c) Relatório de Empresa de Auditoria Independente

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 DE EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE

Aos Acionistas e ao Conselho de Administração da
CIA. Energética de Minas Gerais – CEMIG

Opinião sobre o Controle Interno de Relatórios Financeiros

Examinamos o controle interno da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG sobre a preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, 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*) (o 'framework 2013') (os critérios 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 relativo a 31 de dezembro de 2019, 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.

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 2019 e 2018, as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado, resultados abrangentes, mudanças no patrimônio líquido e fluxos de caixa para cada um dos três anos no período findo em 31 de dezembro de 2019 e as notas relacionadas. Essa fraqueza material foi considerada na averiguação da natureza, datas e durações dos testes de auditoria aplicados em nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas de 2019, e este relatório não afeta nosso relatório datado de 22 de maio de 2020, que expressou uma opinião sem ressalvas sobre elas.

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 prestação de informações financeiras incluídas no Relatório Anual da Administração sobre Controle Interno da Preparação 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 nossa auditoria fornece uma base razoável para fundamentar nossa opinião.

Definição e limitações do controle interno sobre 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 geralmente aceitos de contabilidade. 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 de acordo 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 disposição 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
22 de maio de 2020

(d) Planos de remediação de fraqueza material

Nossa Administração está comprometida em melhorar nossos processos de controle interno e continuará a revisar diligentemente nossos controles e procedimentos de relatórios financeiros para garantir nossa conformidade com os requisitos da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 e as regras relacionadas promulgadas pela SEC. Para remediar a fraqueza material identificada em 31 de dezembro de 2019, as seguintes atividades já foram ou estão previstas para serem implementadas em 2020:

Atividades previamente implementadas, na data do presente relatório anual: Contratação de consultoria especializada

A Administração contratou uma empresa de consultoria especializada 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. O trabalho para o ano de 2020 já começou e um dos seus principais objetivos é remediar as deficiências identificadas em 2019. Determinados planos de remediação foram aprovados pelo nosso departamento de controles internos e a execução pelos departamentos relevantes está atualmente em curso.

Reestruturação organizacional

No final de 2019, a Companhia passou por uma reestruturação organizacional em que os antigos Áreas de Riscos, Controles internos, e *Compliance* e o Departamento do Ombudsman foram consolidados em um único departamento. Um Diretor com experiência em *compliance* com a Sox 404 foi contratado para liderar este departamento e, entre outras funções, uma de suas principais responsabilidades é melhorar nosso ambiente de controle interno.

Tal reestruturação organizacional tem como objetivo racionalizar os nossos processos e procedimentos, o que tornará o nosso processo de tomada de decisão mais ágil.

Aumento do nosso pessoal de contabilidade

A Administração alocou mais funcionários ao nosso departamento de contabilidade, a fim de melhorar atividades como a análise de novos Pronunciamentos Contábeis, a preparação oportuna de relatórios financeiros e a implementação dos planos de remediação.

Atividades a realizar em 2020:

Mobilização de uma equipa interna, com o apoio da empresa de consultoria especializada anteriormente mencionada, para trabalhar em conjunto com as pessoas responsáveis para determinados departamentos na implementação de planos de remediação para as lacunas e deficiências identificadas.

Criação de uma medida de indicador de desempenho que fará parte do programa de bônus baseado em desempenho que a Companhia tem em vigor para aumentar a responsabilidade do pessoal envolvido em atividades relacionadas ao ambiente de controle interno da Companhia.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 11 de junho de 2018 estabelecemos um Comitê de Auditoria em conformidade com a Lei das Estatais do Brasil, que opera como um Comitê de Auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Segundo a Seção 10A-3 (c) (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. Embora todos os atuais membros da nossa Comitê de Auditoria cumpram os requisitos para serem um perito financeiro de Comitê de Auditoria, nos termos do ponto 16A do formulário 20-F, nomeamos Pedro Carlos de Mello como nosso Perito Financeiro de Comitê de Auditoria; ele também satisfaz os requisitos de independência do Artigo 10A-3.

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, que se aplicam a nosso Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de cinco dias úteis, contados da alteração ou dispensa, no nosso site, no mesmo endereço.

Item 16C. Principais honorários e serviços de contadores

A Ernst & Young Auditores independentes atuaram como nossa empresa registrada independente de contabilidade pública para os anos fiscais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019.

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	**2019**	**2018**	**2017**
		(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	7.116	8.111	6.053
Honorários por serviços relacionados à auditoria	-	4.232	845
Honorários fiscais	842	767	758
Total	**7.958**	**13.110**	**7.656**

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 Comitê de Auditoria atua como nosso Conselho Fiscal ou 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 do mesmo. 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. Todos os serviços mencionados acima foram pré-aprovados pelo Conselho de Administração e pelo Comitê de Auditoria.

Item 16D. Isenções das Normas 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. Nosso Comitê de Auditoria realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos na medida permitida pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Comitê de Auditoria seja separado do Conselho de Administração; e os membros de nosso Comitê de Auditoria não sejam eleitos pela Administração da Companhia. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Comitê de Auditoria em relação à nossa Administração. O nosso Comité de Auditoria é composto por três membros, nenhum dos quais é membro do Conselho de Administração.

Não acreditamos que a nossa utilização desta isenção afetará materialmente a habilidade de nosso Comitê Fiscal de atuar de forma independente e de atender aos outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Também temos um Conselho Fiscal constituído de acordo com as exigências da lei brasileira. Mais informação na nota nº 6 desta nota explicativa. Diretores, Gerentes Seniores e Funcionários

Item 16E. Aquisição de valores mobiliários pela emissora e por adquirentes afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alteração de contador certificado

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, nossas obrigações são limitadas 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 prontamente certificação do nosso Diretor-Presidente 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 no mercado de negociação – Negociação na B3*.

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	Uma 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.
303A.03	Os conselheiros não-executivos de uma 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	Uma 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	Uma 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 Comitê de Auditoria exerce as funções de um comitê de auditoria norte-americano na medida permitida pela lei brasileira. O Comitê de Auditoria 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 na base de ações e quaisquer revisões deles relevantes (com exceções 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 seus *Regulamentos Internos do Conselho de Administração*

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
		e seu *Código de Ética* definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor-Presidente de empresa listada deve atestar à NYSE a cada ano que não está ciente de qualquer violação por parte da empresa das normas dos Normas de Listagem 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 237-397 do presente relatório anual.

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

- Balanço Patrimonial Consolidado, auditado, nos dias 31 de dezembro de 2019 e 2018;
- Demonstração dos Resultados Consolidada, auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017;
- Demonstração Consolidada de Resultados Abrangentes, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017; e
- Notas Explicativas às demonstrações financeiras consolidadas;
- Relatórios da Ernst e Young Auditores Independentes com datas de 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 e por cada um dos três anos, encerrados em 31 de dezembro de 2019; Relatórios do Auditor Independente (PriceWaterhouseCoopers) sobre Madeira Energia S.A. – Mesa com datas de 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 e para cada um dos três anos, terminados em 31 de dezembro de 2019;
- Relatório do Auditor Independente (PriceWaterhouseCoopers) sobre Norte Energia S.A. – Nesa para o ano findo em 31 de dezembro de 2017.

Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

Nº.	Descrição
1	Estatuto Social da Cemig, conforme alterado e em vigor desde quarta-feira, 7 de agosto de 2019.
2.1	Segunda Emenda e Consolidação do Contrato de Depósito, datado 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)). (P)
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)). (P)
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 instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à U.S. Securities and Exchange Commission, 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 New York 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)). (P)
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)). (P)
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)). (P)
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)).

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)). (P)

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)).

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 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 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., com Comercial Agrícola Paineiras Ltda. ('Paineiras') e Epícares Empreendimentos e Participações Ltda. ('Epícares') com intervenientes anuentes, 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 *Declaração de Princípios Éticos e Código De Conduta Profissional* da Cemig (incorporada por referência ao Anexo 11 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em sexta-feira, 17 de maio de 2019 (Processo nº 001-15224)).

12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado 22 de maio de 2020.

12.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado 22 de maio de 2020.

13.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado 22 de maio de 2020.

13.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o Capítulo 18 do U.S.C. Artigo 1350 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado 22 de maio de 2020.

101.INS - *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)

ASSINATURAS

O requerente abaixo certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no formato 20-F e que devidamente instruiu e autorizou o abaixo assinado a firmar esse relatório anual em seu nome.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Data: 22 de maio de 2020

Por: **/s/ Reynaldo Passanezi Filho**
Nome: /s/ Reynaldo Passanezi Filho
Cargo: Diretor-Presidente

Por: **Leonardo George de Magalhães**
Nome: Leonardo George de Magalhães
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Anexo 12.1

ATESTADO

Eu, Reynaldo Passanezi Filho, certifico que:

1. Examinei este relatório anual da Cemig, no 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. Eu e o outro administrador certificante da Companhia 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 – *Exchange Act*) 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 dos mesmos, 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. elaborado 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. avaliado a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentado 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. apresentado 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.
5. Eu e o outro administrador certificante da Companhia divulgamos, com base em nossa avaliação mais recente de controle interno sobre relatórios financeiros, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou às pessoas desempenhando funções equivalentes):
   a. todas as deficiências significativas e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou operação dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que tenham possibilidade razoável de 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.

Data: 22 de maio de 2020

Por: **(assinado:) Reynaldo Passanezi Filho**

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Diretor-Presidente

Anexo 12.2

ATESTADO

Eu, Leonardo George de Magalhães, certifico que:

1. Examinei este relatório anual sobre o formulário 20-F da Companhia energética de Minas Gerais – Cemig ('a Companhia');
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. O outro administrador declarante 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 - *Exchange Act*) 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 dos mesmos, 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. elaborado 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. avaliado a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentado 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. apresentado 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.
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 do Conselho de Administração 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.

Data: 22 de maio de 2020

Por: **Leonardo George de Magalhães**

Nome: Leonardo George de Magalhães
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

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 2019, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission*) na data de assinatura deste documento ('o Relatório'), eu, Reynaldo Passanezi Filho**,** Diretor-Presidente da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, que:

(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.

Data: 22 de maio de 2020

Por: **(assinado:) Reynaldo Passanezi Filho**

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Diretor-Presidente

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 2019, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission*) na data de assinatura deste documento ('o Relatório'), eu, Leonardo George de Magalhães**,** Diretor de Finanças e Relações com Investidores da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, que:

(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.

Data: 22 de maio de 2020

Por: **(assinado:) Leonardo George de Magalhães**

Nome: Leonardo George de Magalhães
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores