

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 DE 1934
Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2021
ou
- RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
ou
- RELATÓRIO DA *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: N/A

Número de Registro na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

(Razão Social do requerente conforme especificado no seu Estatuto Social)

ENERGY COMPANY OF MINAS GERAIS

(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

BRASIL

(Jurisdição de constituição ou organização)

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

(Endereço da sede)

Leonardo George de Magalhães

Diretor de Finanças e Relações com Investidores

ri@cemig.com.br – +55 (31) 3506-5024

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

(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço da pessoa de contacto da empresa)

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

Título de cada classe:	Símbolo(s)	Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:
Ações Preferenciais, valor nominal de R\$ 5,00 American Depositary Shares, cada uma representando 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	CIG	Bolsa de Valores de Nova Iorque* Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Ordinárias, valor nominal de R\$ 5,00 American Depositary Shares, cada uma representando 1 ação ordinária, sem valor nominal	CIG.C	Bolsa de Valores de Nova Iorque* 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 2021 era:

735.847.624 Ações Ordinárias
1.465.523.064 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 *Securities Exchange Act* 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 *Exchange Act*. (Marcar apenas um):

<i>Large accelerated filer</i> <input checked="" type="checkbox"/>	<i>Accelerated filer</i> <input type="checkbox"/>	<i>Non-accelerated filer</i> <input type="checkbox"/>	Empresa emergente em crescimento <input type="checkbox"/>
--	---	---	---

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 (*Financial Accounting Standards Board – FASB*) para a sua Codificação de Normas de Contabilidade (*Accounting Standards Codification – ASC*) depois de 5 de abril de 2012.

Assinalar com um se o requerente apresentou um relatório e um certificado para a avaliação da sua gestão da eficácia do seu controle interno sobre elaboração de relatórios financeiros nos termos da Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) pela firma de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu o seu relatório de auditoria.

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

U.S. GAAP <input type="checkbox"/>	Normas Internacionais de Apresentação de Relatórios Financeiros (<i>International Financial Reporting Standards – IFRS</i>), emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais (<i>International Accounting Standards Board – IASB</i>) <input checked="" type="checkbox"/>	Outra <input type="checkbox"/>
------------------------------------	---	--------------------------------

Se “Outra” 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 *Exchange Act*. Sim Não

ÍNDICE

PARTE I

Item 1.	Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores	11
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	11
Item 3.	Informações Relevantes	11
Item 4.	Informações sobre a Companhia.....	55
Item 4A.	Comentários não-resolvidos de colaboradores.....	114
Item 5.	Análise e perspectivas operacionais e financeiras	115
Item 6.	Conselheiros, diretores e funcionários.....	151
Item 7.	Principais acionistas e Transações com partes relacionadas	164
Item 8.	Informações financeiras	167
Item 9.	Detalhes sobre a oferta e listagem de ações.....	176
Item 10.	Informações adicionais.....	182
Item 11.	Divulgações quantitativas e qualitativas sobre riscos de mercado	204
Item 12.	Descrição de valores mobiliários que não sejam ações	207

PART II

Item 13.	Inadimplência e dividendos em atraso.....	209
Item 14.	Alterações relevantes dos direitos de detentores e destinação dos recursos.....	209
Item 15.	Controles e procedimentos	209
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	211
Item 16B.	Código de Ética	211
Item 16C.	Principais honorários e serviços de contadores	211
Item 16D.	Isenções das normas de listagem para comitês de auditoria.....	212
Item 16E.	Aquisição de valores mobiliários pela Emissora e por adquirentes coligados.....	212
Item 16F.	Alteração de contador certificado.....	213
Item 16G.	Governança corporativa	213
Item 16H.	Informações sobre segurança minerária.....	215
Item 17.	Demonstrações financeiras	215
Item 18.	Demonstrações financeiras	215
Item 19.	Anexos	216

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) ou no plural ("Reais"), a moeda oficial do Brasil. As referências a "dólares americanos", "dólares" ou "US\$" são para dólares dos Estados Unidos da América.

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 deste relatório anual, preparamos as nossas demonstrações consolidadas em conformidade com IFRS, tal como emitidas pelo IASB.

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ('EY') auditou o balanço consolidado da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG em 31 de dezembro de 2021 e 2020, as demonstrações de resultados relacionadas, e as demonstrações de resultados abrangentes, de mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, referentes a cada um dos três anos do período findo em 31 de dezembro de 2021. Os balanços consolidados da Madeira Energia S.A. em 31 de dezembro de 2020, e a demonstração do resultado consolidada relacionada, dos resultados (prejuízo) abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos dois anos no período findo em 31 de dezembro de 2020 foram auditados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes ('PWC'), cujo relatório correspondente a esta demonstração financeira foi apresentado à EY e são a única base para a opinião da EY sobre as demonstrações financeiras da Madeira Energia SA, que foi um investimento significativo da Companhia contabilizado 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\$ 5,5749 para US\$ 1,00, como certificada para fins alfandegários pelo Banco Central dos EUA (*US Federal Reserve*) para a data de 30 de dezembro de 2021. Veja "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em Reais, ou que os Reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

Alguns valores incluídos neste relatório anual foram sujeitos a ajustes de arredondamento. Assim, os valores apresentados como totais e/ou subtotais em determinadas tabelas podem não ser uma agregação aritmética dos valores que os precedem.

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 2021. São baseadas em, ou derivadas de, relatórios emitidos pela agência reguladora brasileira para o setor de eletricidade – Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) (‘o Poder Concedente’), 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 quilowatt-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, e os nossos *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 4. Informações sobre a Companhia”, “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 de as 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 destaque 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 cláusulas restritivas financeiras;
- 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 por ‘hacking’ 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 ausência desta capacidade;
- 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, e serviços relacionados, no Brasil;
- Tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, e serviços relacionados, 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, e serviços relacionados, em Minas Gerais;
- Impactos da pandemia global de Covid-19 sobre os nossos negócios e sobre os nossos resultados operacionais, nossa condição financeira e fluxos de caixa e sobre nossa capacidade de implementar medidas oportunas e eficientes para lidar com esses impactos; 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.

RESUMO DOS FATORES DE RISCO

Os negócios da Companhia, os resultados das operações, as condições financeiras e os fluxos de caixa estão sujeitos e podem ser negativamente afetados de forma substancial por diversos riscos e incertezas, incluindo riscos relacionados à natureza do negócio da Companhia e suas operações no Brasil. A lista a seguir resume alguns, mas não todos, desses riscos. Leia as informações na seção "Fatores de risco" para obter uma descrição mais completa desses e de outros riscos.

Riscos relacionados ao negócio da empresa

- A pandemia de Covid-19 e seus efeitos continuados podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- O conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia pode ter um efeito adverso significativo sobre a economia global, sobre determinados preços de materiais e de commodities e sobre nossos negócios.
- Não temos certeza se serão obtidas novas concessões ou autorizações, conforme o caso, nem se as nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares aos atualmente em vigor, nem se qualquer compensação que recebermos em caso de não prorrogação será suficiente para cobrir o valor total do nosso investimento.
- Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção de autoridades públicas brasileiras para garantir níveis adequados de serviço ou ser sancionadas pela Aneel por não cumprimento dos contratos de concessão ou das autorizações que lhes foram concedidas, o que pode resultar em multas, outras sanções e/ou, dependendo da gravidade do incumprimento, rescisão legal de contratos de concessão ou revogação de autorizações.
- Estamos sujeitos a uma extensa legislação e regulamentações governamentais que podem ser submetidas a alterações, e quaisquer alterações nessa legislação e nessas regulamentações poderão ter um efeito negativo relevante sobre a nossa atividade, os resultados das operações e a situação financeira.
- Mudanças na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar negativamente.
- Estamos sujeitos a restrições quanto à nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de tomar créditos, o que poderia afetar negativamente o nosso negócio, os resultados das operações e as condições financeiras.
- A Companhia poderá sofrer efeitos adversos relacionados com sua participação minoritária (anterior) na Renova Energia S.A., se tal entidade não for capaz de continuar suas operações.
- Uma redução em nossa classificação de risco de crédito ou da classificação de risco de crédito soberano do Brasil pode afetar negativamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar nosso custo de capital.
- Interrupções no funcionamento ou deterioração da qualidade dos nossos serviços, ou do serviço das nossas subsidiárias, poderiam afetar negativamente os nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- Temos um nível considerável de endividamento, e estamos expostos a limitações na nossa liquidez – um fator que pode tornar mais difícil para nós obter financiamento para os investimentos que foram planejados e podem afetar negativamente nossa condição financeira e resultados das nossas operações.
- A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da Cemig depende de fatores externos que poderiam impedir a sua implementação bem-sucedida.
- Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, que poderão ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.
- Os resultados operacionais e financeiros de nossas subsidiárias, entidades controladas conjuntamente e afiliadas, participações minoritárias ou de quaisquer empresas que possamos adquirir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e situação financeira.

- A conclusão tardia de projetos de construção ou a capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- O nível de inadimplência dos nossos clientes pode afetar negativamente os negócios, os resultados operacionais e/ou a situação financeira nossos e das nossas subsidiárias.
- A sustentabilidade econômica e financeira da Cemig D está diretamente relacionada à eficácia das ações de controle de perdas de energia e aos limites regulatórios estabelecidos para as perdas. Se a Cemig D falhar num controle bem-sucedido de perdas de energia, seu negócio, operações, lucros e situação financeira poderiam ser substancialmente e adversamente afetados.
- As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro.
- Falhas em barragens podem causar graves danos às comunidades afetadas e à Companhia.
- Poderemos ser responsabilizados pelos impactos sobre a nossa própria força de trabalho, sobre a população e o ambiente, devido a acidentes relacionados com os nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.
- Os requisitos e restrições impostos pelas agências ambientais podem exigir que a Companhia incorra em custos adicionais.
- Ataques cibernéticos, ou a violação da segurança de nossos dados, podem levar a uma interrupção de nossas operações, ou a um vazamento de informações confidenciais da Companhia, ou de nossos clientes, terceiros ou partes interessadas, podem causar perdas financeiras, exposição legal, danos à reputação ou outras consequências negativas graves para a Companhia.
- Falhas na segurança de nossos bancos de dados que contêm dados pessoais do cliente, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente a privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados de operações e reputação.
- Os negócios da Companhia dependem muito da coleta, gestão e processamento de dados e dos sistemas de informação, vários dos quais são fornecidos por terceiros. Falhas operacionais ou violações de segurança relacionadas a quaisquer dos pontos anteriores podem afetar negativamente a Companhia, incluindo a eficácia de seus sistemas de gerenciamento de riscos e controle interno. Além disso, a Companhia pode sofrer ataques cibernéticos ou defeitos e falhas em sistemas (incluindo falhas na atualização de sistemas), vírus, *worms* e outros softwares mal-intencionados de "hackers" ou outras fontes, que podem interferir inesperadamente na operação dos sistemas da Companhia.
- Os aumentos nos preços de compra de energia podem causar um desequilíbrio nos fluxos de caixa da Cemig D.
- O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas adversas que resultam em menor geração de energia hidrelétrica podem afetar negativamente nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.
- As regras relativas ao comércio de energia e as condições de mercado podem afetar os preços de venda da energia.
- As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram grande exposição pública, e quaisquer investigações anticorrupção ou alegações contra a Cemig podem ter efeitos adversos na percepção do Brasil, bem como em nossos negócios, condições financeiras e resultados de operações.
- Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com os nossos padrões de ética e *compliance* e poderemos não ser capazes de os prevenir, detectar ou remediá-los em tempo hábil, o que poderá causar efeitos adversos relevantes no nosso negócio, resultados de operações, condições financeiras e reputação.
- Dois membros do nosso conselho de administração são partes em processos administrativos e judiciais e em investigações de corrupção em curso.
- As múltiplas utilizações da água e os vários interesses relacionados com este recurso natural podem originar conflitos de interesses entre a Cemig e a sociedade, o que pode causar perdas nos nossos negócios, resultados de operações ou condições financeiras.
- Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses de nossos outros investidores, ou mesmo da Companhia.

- Nossos processos de governança, gerenciamento de riscos, *compliance* e controles internos podem não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos em nossos negócios, resultados de operações ou condições financeiras.
- A nossa gestão identificou deficiências relevantes nos controles internos relativos à comunicação de informações financeiras e concluiu que, nos anos findos em 31 de dezembro de 2016 até 2021, os nossos controles internos relativos à comunicação de informações financeiras não eram eficazes, fato que pode ter um efeito adverso relevante nos resultados das operações e na condição financeira da Companhia.
- A escassez potencial de pessoal qualificado em áreas operacionais pode afetar negativamente o nosso negócio e os resultados das operações.
- A nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.
- A Aneel possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as empresas de distribuição de energia cobram de seus clientes. Estas tarifas são determinadas pela Aneel de modo a preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão celebrados com a União Federal.
- A Aneel estabelece através de contratos de concessão a Receita Anual Permitida (ou RAP) de nossas empresas de transmissão; se algum ajuste resultar em uma redução da RAP, isso poderia ter um efeito adverso relevante sobre resultados das nossas operações e nossa condição financeira.
- Temos uma responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros resultantes da prestação inadequada de serviços de energia.
- Podemos incorrer em perdas e danos de reputação relacionados com litígios pendentes.
- Os regulamentos ambientais exigem que realizemos estudos de impactos ambiental em projetos futuros e que obtenhamos as devidas autorizações.
- Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil perante terceiros.
- O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para reembolsar os custos de danos.
- Greves, paralizações de trabalho ou agitação laboral por parte dos nossos funcionários ou dos funcionários dos nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar negativamente os resultados das nossas operações e nossos negócios.
- Uma parte substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não estaria disponível como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.
- A perda por parte da subsidiária Gasmig de sua concessão pode causar perdas nos resultados da Gasmig.
- Mudanças na metodologia e nos parâmetros adotados pelas autoridades reguladoras em relação aos ciclos de revisão tarifária da Gasmig podem afetar negativamente nossas operações e condições financeiras
- A Gasmig pode não conseguir implementar as estratégias do seu plano estratégico de longo prazo no momento desejado, ou pode incorrer em custos inesperados, o que pode ter consequências adversas para o seu negócio, resultados operacionais e condições financeiras.
- A existência de um único fornecedor de gás natural no Brasil afeta a competitividade no mercado em que a Gasmig atua.
- Mudanças nos preços e/ou políticas de preços de produtos que são substitutos do produto que a Gasmig vende podem afetar o preço dos produtos energéticos vendidos pela Gasmig.
- A abertura do mercado de gás, ou medidas para incentivar a redução do preço, podem afetar a rentabilidade da Gasmig.
- A renovação ou a prorrogação dos contratos de fornecimento de gás não é garantida e a estratégia de crescimento pode ser afetada negativamente.
- Os volumes de gás natural fornecidos pela Gasmig estão concentrados em poucos setores, e poucos clientes.
- Novas diretivas de política pública para o mercado de gás no Brasil podem afetar negativamente os negócios da Gasmig, se forem implementadas.
- A entidade reguladora responsável pela distribuição de gás canalizado é controlada pelo governo do Estado de Minas Gerais, cujos interesses podem entrar em conflito com os interesses do equilíbrio econômico da concessão outorgada à Gasmig.
- Mudanças no clima podem ter efeitos significativos sobre as nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.

Riscos relacionados ao Brasil

- A instabilidade política e econômica no Brasil pode ter efeitos sobre a economia e nos afetar.
- O Governo Federal brasileiro tem exercido, e continua a exercer, uma influência significativa na economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem ter um impacto direto nos nossos negócios, nas condições financeiras, nos resultados das operações e nas perspectivas.
- A estabilidade do Real é afetada por sua relação com o dólar americano, pela inflação e pela política do governo federal brasileiro referente às taxas de câmbio. Nosso negócio poderia ser adversamente afetado por qualquer recorrência da volatilidade que afeta nossos recebíveis e obrigações atrelados a moedas estrangeiras bem como por aumentos nas taxas de juro prevalentes no mercado.
- A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, condição financeira e preço de mercado de nossas ações.

Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias

- A instabilidade da taxa de câmbio pode afetar negativamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e o preço de mercado das ADSs.
- Mudanças nas condições econômicas e de mercado em outros países, especialmente nos países latino-americanos e emergentes, podem afetar negativamente nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ordinárias.
- A volatilidade relativa e a falta de liquidez do mercado brasileiro de títulos podem afetar negativamente nossos acionistas.
- Os titulares dos ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias e os titulares de nossas ações podem ter direitos de acionistas diferentes dos titulares de ações em empresas dos Estados Unidos.
- Controles cambiais e restrições sobre remessas do Brasil podem afetar negativamente os detentores de ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias.
- Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar sentenças proferidas em tribunais não-brasileiros contra a Companhia ou contra membros de seu Conselho de Administração ou Diretoria Executiva.
- A troca de ADSs de Ações Preferenciais ou ADSs de Ações Ordinárias por ações subjacentes pode ter consequências adversas.
- Um investidor em nossas ações e ADSs de Ações Ordinárias poderá não conseguir exercer direitos de preferência e direitos de tag-along em relação às ações ordinárias.
- Sentenças de tribunais brasileiros referentes a nossas ações serão pagáveis somente em Reais.
- A venda de um número substancial de ações, ou a percepção de que tal venda poderia ocorrer, pode afetar negativamente o preço de mercado prevalente das nossas ações, ou de ADSs de Ações Preferenciais ou ordinárias.
- As ações preferenciais e as ADSs de Ações Preferenciais geralmente não têm direitos de voto, e as ADSs de Ações Ordinárias só podem ser votadas por procuração fornecendo instruções de votação ao depositário.
- Futuras emissões de ações podem diluir as participações dos atuais detentores das nossas ADSs ou ações ordinárias e afetar substancialmente o preço de mercado desses títulos.
- O Governo brasileiro pode anunciar que a tributação de ADSs para portadores não residentes deve ser paga no Brasil.

PARTE I

Item 1. Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável. (Veja Item 6).

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas para as datas e períodos indicados.

As informações financeiras consolidadas selecionadas de 31 de dezembro de 2021 e de 2020, e referentes a cada um dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, de 2020 e de 2019, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, preparadas de acordo com as IFRS, emitidas pela IASB, contidas em outras seções do presente relatório anual.

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 na Seção “Apresentação das Informações Financeiras”.

Este relatório anual contém conversões de determinados valores em Reais para valores em dólares norte-americanos a taxas especificadas, apresentadas exclusivamente para sua conveniência. Você não deve interpretar essas traduções como declarações por nós de que os valores em reais realmente representam esses valores em dólares norte-americanos ou podem ser convertidos em dólares norte-americanos às taxas indicadas ou a quaisquer outras taxas.

Dados das Demonstrações Consolidadas do Resultado

Exercício findo em 31 de dezembro,	2021	2021	2020	2019
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes a dados por ação/ADS ou se indicado de outra forma.)		
RECEITA LÍQUIDA	6.035	33.646	25.228	25.486
Custos e despesas operacionais				
Energia comprada para revenda.....	(2.888)	(16.101)	(12.111)	(11.286)
Tarifa de uso da rede básica	(599)	(3.337)	(1.748)	(1.426)
Depreciação e amortização	(188)	(1.049)	(989)	(958)
Pessoal	(222)	(1.240)	(1.276)	(1.272)
Gás comprado para revenda	(361)	(2.011)	(1.083)	(1.436)
Serviços terceirizados	(260)	(1.450)	(1.265)	(1.239)
Obrigações pós-emprego.....	(3)	(16)	(438)	(408)
Materiais.....	(17)	(94)	(79)	(91)
Provisões operacionais	(67)	(375)	(423)	(2.401)
Participação dos funcionários e administradores nos lucros.....	(24)	(134)	(142)	(263)
Custos de construção de infraestrutura	(365)	(2.036)	(1.581)	(1.200)

Exercício findo em 31 de dezembro,	2021	2021	2020	2019
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes a dados por ação/ADS ou se indicado de outra forma.)		
Outras despesas operacionais, líquidas	(71)	(394)	(297)	(494)
Total das despesas e custos operacionais.....	(5.065)	(28.237)	(21.432)	(22.474)
Revisão Tarifária Periódica, líquida.....	39	215	502	–
Equivalência Patrimonial	33	182	357	125
Dividendos declarados por investida classificada como mantida para venda	–	–	–	73
Renegociação do risco hidrológico (Lei 14.052/20), líquido	185	1032	–	–
Ganhos na venda de ativos não correntes detidos para venda	20	109	–	–
Resultado de combinação de negócios.....	1	4	51	–
Resultado antes do resultado financeiro e impostos	1.247	6.951	4.706	3.210
Receita (despesas) financeira, líquida.....	(404)	(2.252)	(905)	1.358
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL).....	843	4.699	3.801	4.570
Despesa de Imposto de Renda	(170)	(946)	(936)	(1.600)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade	673	3.753	2.865	2.970
Lucro líquido após impostos proveniente de operações descontinuadas	–	–	–	224
Resultado do exercício	673	3.753	2.865	3.195
Participação de acionista não controlador:				
Participação de acionista não controlador proveniente de operações em continuidade	–	(2)	(1)	(1)
Participações de não controladores proveniente de operações descontinuadas	–	–	–	–
Lucro líquido do ano atribuível aos acionistas da Controladora.....	673	3.751	2.864	3.194
Resultado do exercício	673	3.753	2.865	3.195
Outros resultados (prejuízos) abrangentes	36	199	(7)	(1.055)
Resultados abrangentes do exercício	709	3.952	2.858	2.140
Lucro básico:				
Por ação ordinária (3)	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ação preferencial (3)	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ADS de ação ordinária (3).....	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ADS de ação preferencial (3)	0,30	1,70	1,30	1,45
Lucro diluído:				
Por ação ordinária (3)	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ação preferencial (3)	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ADS de ação ordinária (3).....	0,30	1,70	1,30	1,45
Por ADS de ação preferencial (3)	0,30	1,70	1,30	1,45

Dados do Balanço Patrimonial

Exercício findo em 31 de dezembro,	2021	2021	2020	2019
	(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.....	-	-	1.258	1.258
Outros ativos circulantes	2.323	12.949	14.198	9.096
Total do ativo circulante	2.323	12.949	15.456	10.354
Ativo imobilizado, líquido	434	2.419	2.407	2.450
Ativos intangíveis.....	2.323	12.953	11.810	11.624
Ativos financeiros da concessão	891	4.969	3.799	3.759
Outros ativos	3.364	18.756	20.611	22.339
Total do Ativo	9.336	52.046	54.083	50.526
Passivo				
Financiamentos e debêntures, circulantes	263	1.465	2.059	2.747
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	1.654	9.223	7.631	5.218
Total passivo circulante	1.917	10.688	9.690	7.965
Financiamentos e debêntures não circulantes	1.776	9.899	12.961	12.030
Obrigações pós-emprego não circulantes	1.051	5.858	6.538	6.421
Outros passivos não circulantes	1.101	6.139	7.416	8.007
Total do passivo de longo prazo	3.928	21.896	26.915	26.458
Capital social	1.519	8.467	7.594	7.294
Reservas de capital	404	2.250	2.250	2.250
Reserva de lucros.....	1.964	10.948	10.061	8.750
Ajustes de avaliação patrimonial	(396)	(2.208)	(2.431)	(2.407)
Subscrição de ações a capitalizar.....	-	-	-	-
Lucros acumulados	-	-	-	212
Patrimônio atribuível a participações não controladoras	1	5	4	4
Total do patrimônio líquido	3.491	19.462	17.478	16.103
Total do passivo e capital social	9.336	52.046	54.083	50.526

Outros dados:

	2021	2020	2019
Ações em circulação – básico: (4)			
Ordinárias	566.036.634	566.036.634	566.036.634
Preferenciais	1.127.325.434	1.127.325.434	1.127.325.434
Dividendos por ação: (4)			
Ordinárias	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Preferenciais	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ADS ordinária	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ADS preferencial	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ação: (2)			
Ordinárias	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Preferenciais	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Dividendos por ADS ordinária	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Dividendos por ADS preferencial	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Ações em circulação – diluído: (4)			
Ordinárias	566.036.634	566.036.634	566.036.634
Preferenciais	1.127.325.434	1.127.325.434	1.127.325.434
Dividendos por ação – diluído: (4)			
Ordinárias	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Preferenciais	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ADS ordinária – diluído	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ADS preferencial – diluído	R\$1,16	R\$0,99	R\$0,52
Dividendos por ação – diluído: (2)			
Ordinárias	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Preferenciais	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Dividendos por ADS ordinária – diluído	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13
Dividendos por ADS preferencial – diluído	US\$0,21	US\$0,19	US\$0,13

(1) Convertido à taxa de R\$ 5.5749/US\$, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2021. Veja "Taxas de Câmbio".

(2) Esta informação é apresentada em dólares norte-americanos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano. Veja "Taxas de Câmbio".

(3) Referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2020 e 2021 foram incluídas novas ações emitidas através dos aumentos do capital em 2021 e 2020. Veja "Item 4. Informações sobre a Companhia".

(4) Sem considerar o efeito da capitalização de 338,197,630 ações preferenciais aprovadas em 29 de abril de 2022.

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 rerepresentada 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 ('Banco Central'), para operar em tal mercado.

A legislação brasileira dispõe que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) razões relevantes para se prever um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O Real poderá se desvalorizar ou valorizar substancialmente em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares norte-americanos recebidos por detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou às ações ordinárias em Reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares norte-americanos para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Não podemos afirmar que medidas não serão aplicadas pelo Governo Federal no futuro que poderiam 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.

Exercício findo em 31 de dezembro,	Reais por US\$1			Encerramento de período
	Baixa	Alta	Média	
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
2020	4,0378	5,9204	5,1587	5,1935
2021	4,9169	5,8084	5,3958	5,5749

Mês	Reais por US\$ 1			Encerramento de período
	Baixa	Alta	Média	
Outubro de 2021	5,3674	5,7223	5,5416	5,6291
Novembro de 2021	5,4341	5,6795	5,5668	5,6569
Dezembro de 2021	5,5395	5,7475	5,6549	5,5749
Janeiro de 2022	5,2893	5,7027	5,5300	5,2893
Fevereiro de 2022	5,0181	5,3266	5,1984	5,1599
Março de 2022	4,7264	5,1595	4,9764	4,7264
Abril de 2022	4,6171	5,0058	4,7547	4,9325

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

Fatores de risco

O investidor deve levar em conta os riscos descritos abaixo e as outras informações contidas neste Relatório Anual, ao avaliar um investimento em nossa Companhia.

Riscos relacionados com a Cemig

A pandemia de Covid-19 e seus efeitos continuados podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

A pandemia da COVID-19 e seus efeitos sobre as economias brasileira e global continuaram a impactar a Companhia, e permanecem incertos os efeitos futuros da pandemia de COVID-19. A COVID-19 exigiu que os governos, inclusive no Brasil, respondessem em níveis sem precedentes para proteger a saúde pública e para apoiar as economias e os meios de subsistência locais. As medidas e restrições de apoio do governo resultantes criaram desafios adicionais, tendo em conta o rápido ritmo de mudança e as significativas exigências operacionais. Novos surtos, especialmente os resultantes do surgimento de novas variantes do vírus, enfatizam a atual ameaça da COVID-19 e podem resultar em intensificação das restrições por parte do governo.

A Companhia continua monitorando de perto os impactos da pandemia de Covid-19 sobre o ambiente macroeconômico brasileiro, especialmente em relação ao seu negócio e ao mercado em que atua, a fim de decidir ações visando manter a sustentabilidade de suas operações, mitigar os efeitos econômicos e financeiros, e proteger a saúde dos seus funcionários. A Companhia criou o Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus em março de 2020, para garantir prontidão para a tomada de decisões à luz da situação de rápidas mudanças, que se tornou mais generalizada, complexa e sistêmica. Várias medidas foram tomadas para proteger a posição de liquidez da Companhia em 2020, como restrições aos investimentos de capital e reduções de gastos, o pagamento de apenas dividendos mínimos obrigatórios aos acionistas, e diferimento dos dividendos e dos juros sobre o capital próprio até ao final de 2020 e a negociação de contratos com os seus clientes no Mercado Livre. A Companhia continuou a implementar políticas semelhantes ao longo de 2021.

A fim de fazer face à redução nas cobranças resultante da crise econômica, em 2020 foram implementadas pelo Poder Concedente e reguladas pela Aneel medidas de apoio ao setor, a fim de garantir que as empresas mantenham uma liquidez adequada e possam cumprir seus contratos na cadeia de abastecimento do setor da eletricidade. Este cenário resultou na necessidade de a Companhia realizar uma reavaliação interna de seu Programa de Investimento, revisar seus orçamentos, receitas e despesas e ajustar as premissas usadas no cálculo do valor justo e recuperável de determinados ativos financeiros e não financeiros. Entre as medidas implementadas pela Aneel com maiores impactos financeiros sobre nós está a criação da "Conta Covid", anunciada em 18 de maio de 2020, para apoiar o setor de distribuição de energia, que, na qualidade de interface com o cliente, é a base do fluxo financeiro do setor de energia, visando cobrir o déficit de receita/fluxo de caixa dos agentes de distribuição ou antecipar contas a receber do setor. A "Conta Covid" aumentou o fluxo de caixa da Cemig D em R\$1,4 bilhão em 2020, permitindo-lhe cumprir as suas obrigações financeiras, apesar da redução da cobrança resultante da crise econômica.

Desde fevereiro de 2021, a carga sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido superior à dos anos anteriores, 2020 e 2019, tendo sido de forma geral ligeiramente superior aos níveis de empréstimo previstos para 2021, publicados em dezembro de 2020, exceto no mês de outubro de 2021, inferior aos meses anteriores (mas ainda acima da projeção) e aos meses de novembro e dezembro que foram inferiores às projeções de 2021. O período mais crítico até o momento da pandemia em relação ao suprimento de energia no Brasil ocorreu no segundo e terceiro trimestres de 2020.

Desde o início da pandemia da COVID-19 em 2020, as condições econômicas negativas decorrentes da pandemia impactaram negativamente os resultados financeiros da Companhia, em particular durante 2020, em diversos aspectos. Além disso, a Companhia não pode prever os impactos futuros da pandemia da COVID-19 sobre a economia brasileira ou sobre seus negócios e resultados de operações. A Companhia ainda enfrenta os efeitos continuados da pandemia COVID-19, que podem ter um efeito adverso no seu negócio e nos resultados das operações.

O conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia pode ter um efeito adverso significativo na economia global, em determinados preços de materiais e de commodities e no nosso negócio.

Os mercados globais estão atualmente operando em um período de incerteza econômica, volatilidade e rupturas, à medida que o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia se desenrola, após a plena invasão da Ucrânia pela Rússia, em 24 de fevereiro de 2022. Esse conflito militar e o efeito das sanções econômicas dele resultantes impostas à Rússia e a certos cidadãos e empresas russos poderiam ter um efeito negativo na economia global e são altamente incertos e difíceis de prever. Em consequência disso, muitas entidades fora da região podem ser afetadas negativamente pelo aumento dos preços de commodities como petróleo, gás e trigo, ou por uma potencial desaceleração da economia global. A ocorrência de interrupções em empresas de grande porte pode originar questões de liquidez para certas entidades e pode também ter impactos subsequentes na qualidade de crédito de alguns fornecedores. Na data deste relatório anual, embora não estejamos diretamente envolvidos na região e, por conseguinte, tenhamos uma limitada exposição à Rússia e à Ucrânia, tendo em conta as incertezas que circundam os impactos do conflito sobre a economia global, não nos é possível estimar antecipadamente a extensão dos seus potenciais efeitos nos nossos negócios, situação financeira ou resultados operacionais.

Não temos a certeza se serão obtidas novas concessões ou autorizações, conforme seja o caso, nem que as nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares aos atualmente em vigor, nem que qualquer compensação que recebermos em caso de não prorrogação será suficiente para cobrir o valor total do nosso investimento.

Operamos a maior parte de nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia e serviços relacionados sob contratos de concessão firmados com o Governo Federal brasileiro 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 outorgadas por meio de processos de licitação. Em 1995, visando implementar essas disposições constitucionais, o Governo Federal brasileiro empregou leis e regulamentos, que são coletivamente conhecidos como a "Lei de Concessões", que rege os procedimentos de licitação do setor de energia elétrica.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal Brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 579 ("MP 579"), posteriormente transformada na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ('Lei 12.783/13'), que rege as prorrogações de concessões outorgadas antes da Lei 9.074/95. A Lei 12.783/13 determina que, a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei 9.074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por um período máximo de 30 anos, desde que os operadores da concessão aceitem e cumpram determinadas condições descritas nessa Lei. Em 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.

Após a publicação do edital para o Leilão de Geração nº 12/2015, em 7 de outubro de 2015 ('Leilão 12/2015'), que foi realizado no âmbito do marco regulatório revisado para a renovação das concessões das centrais elétricas existentes, tal como estabelecido na Lei nº 13.203/15, de 8 de dezembro de 2015 ('Lei 13.203/15'), o Conselho de Administração da Companhia autorizou a Cemig Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT) a apresentar uma oferta em leilão realizado em 25 de novembro de 2015, sendo bem sucedida. No leilão, a Cemig GT obteve as concessões para as 18 centrais hidroelétricas que compreendem o "Lote D", pelo período de 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 instalada total dessas usinas é de 699,5 MW, e sua garantia de descarga é de 420,2 MW em média.

Relativamente às centrais elétricas Jaguará, São Simão e Miranda, cuja data da primeira prorrogação contratual das suas concessões era posterior à emissão da MP 579, a Companhia compreendeu que o Contrato de Concessão de Geração Nº 007/1997 permite a extensão das concessões dessas centrais elétricas por 20 anos, ou seja, até 2033, 2035 e 2036, respectivamente, sem quaisquer restrições.

Com base nesse entendimento, em 21 de fevereiro de 2017, a Cemig GT apresentou um mandado de segurança contra as ações do Ministério da Mineração e Energia (MME) para salvaguardar seus direitos a uma extensão do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica Jaguará, São Simão e Miranda. Nos termos da cláusula 4 do Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997, e de acordo com os termos e condições originais desse contrato, que foi assinado antes da Lei 12.783/13.

No entanto, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal Brasileiro leiloou as concessões das hidrelétricas Jaguará, São Simão, Miranda e Volta Grande, anteriormente propriedade da Cemig GT, com capacidade total de 2.922 MW, totalizando R\$ 12,13 bilhões. Nos três casos, o concorrente vencedor das concessões não está relacionado com a Cemig. A concessão da central elétrica Volta Grande foi transferida para o licitante vencedor em 30 de novembro de 2017, a concessão das centrais elétricas Jaguará e Miranda foi transferida em 30 de dezembro de 2017 e a concessão da central elétrica São Simão foi transferida em 9 de maio de 2018.

Os pedidos de mandado de segurança relativos às hidrelétricas de Jaguará e Miranda foram a julgamento final com sentença contrária à Companhia e não cabem novos recursos. Devido a esses julgamentos, a Companhia avalia que são 'remotas' as chances de sucesso no pedido de mandado de segurança em relação à hidrelétrica de São Simão, que ainda não obteve um julgamento final.

Paralelamente às discussões sobre a extensão das concessões de geração, uma vez que expirou a concessão de várias plantas operadas pela Cemig sob o Contrato de Concessão 007/1997, a Cemig GT tem o direito de ser reembolsada pelos ativos ainda não amortizados, conforme estabelecido no contrato de concessão. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos são registrados como ativos financeiros e analisados pela agência reguladora brasileira, a Aneel.

Em 31 de agosto de 2018, a Cemig recebeu R\$ 1,139 bilhão a título de indenização referente ao projeto básico das plantas de São Simão e Miranda. Este montante foi ajustado pela taxa Selic até a data do seu recebimento.

Em 9 de setembro de 2020, foi sancionada a Lei 14.052, alterando a Lei 13.203/2015 e estabelecendo novas condições para renegociação do risco hidrológico referente à parcela de custos incorridos devido ao GSF, suportados pelos detentores de hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, quando houve uma grave crise nas fontes de água.

A compensação para detentores de hidrelétricas foi concedida através da extensão do período de concessão para as centrais de produção e foi reconhecida como ativo intangível em troca de uma compensação dos custos de eletricidade.

Esta repactuação representa um progresso importante para o setor de eletricidade, reduzindo os níveis de litígio – e para a Cemig, na medida em que permite a extensão dos períodos das suas concessões de geração.

Os períodos de extensão aprovados pela Aneel através das Resoluções Normativas 2.919/2021 e 2.932/2021, asseguraram uma extensão de aproximadamente dois anos para duas das nossas principais centrais elétricas, Emborcação e Nova Ponte, e extensões de sete anos para as plantas do lote D – bem como extensões para as outras plantas nas quais detemos participação de capital diretamente ou através de investidas.

Considerando o grau de discricão concedido ao Governo Federal brasileiro no que tange a novos contratos de concessão ou novas autorizações, conforme seja o caso, e à renovação das concessões e autorizações existentes, e devido à Lei 12.783/13 e suas alterações, para renovações de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, não podemos garantir que: (i) serão obtidas novas concessões e autorizações; (ii) as nossas concessões e autorizações existentes serão prorrogadas em termos similares aos atualmente em vigor; nem (iii) a compensação recebida em caso de não prorrogação de uma concessão ou autorização será num montante suficiente para cobrir o valor total do nosso investimento. A nossa incapacidade de obter concessões ou autorizações, novas ou prorrogações das mesmas, pode ter um efeito adverso importante no nosso negócio, nos resultados das operações e nas condições financeiras. Para obter mais informações sobre a renovação das nossas concessões e autorizações, consulte o "*Item 8. Informação Financeira – Procedimentos Jurídicos e Administrativos*".

Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção das autoridades brasileiras visando a garantia de níveis adequados de serviço, ou sanções por parte da Aneel por não cumprimento de contratos de concessão ou das autorizações que lhes são concedidas, o que pode resultar em multas, outras sanções e/ou, dependendo da gravidade do incumprimento, rescisão legal de contratos de concessão ou revogação de autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com os contratos de concessão firmados com o Governo Federal Brasileiro, através da Aneel, e de acordo com as autorizações concedidas a empresas do Grupo Cemig, conforme o caso.

A Aneel pode impor sanções ou revogar uma concessão ou autorização se não cumprirmos qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, incluindo as relativas ao cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidas.

Dependendo da gravidade do incumprimento, estas sanções podem incluir:

- Multas por violação de um contrato de até 2,0% das receitas do titular da concessão no exercício imediatamente anterior à data da violação;
- Liminares relacionadas com a construção de novas instalações e equipamentos;
- Suspensão temporária da participação nos processos de licitação de novas concessões por um período máximo de dois anos;
- Intervenção da Aneel na gestão do concessionário que esteja em violação;
- Revogação da concessão; e.
- Execução das garantias relativas à concessão.

Além disso, o Governo Federal brasileiro pode revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes da expiração do prazo da concessão, em caso de falência ou dissolução, ou por rescisão legal, se isso for considerado como sendo de interesse público. Pode também intervir em concessões para assegurar a prestação adequada dos serviços, o pleno cumprimento das disposições relevantes dos contratos, autorizações, regulamentos e leis aplicáveis e sempre que tenha preocupações quanto às operações das instalações da Companhia.

Atrasos na implementação e construção de novas infraestruturas energéticas podem desencadear a imposição de sanções regulatórias pela Aneel, as quais, de acordo com a Resolução Normativa nº 846 da Aneel, de 11 de junho de 2019, podem variar de advertências até a cessação de concessões ou revogação de autorizações.

Qualquer compensação que possamos receber quando da rescisão do contrato de concessão ou da revogação de uma autorização pode não ser suficiente para nos compensar pelo valor total de determinados investimentos. Se somos responsáveis pela rescisão de qualquer contrato de concessão, o montante efetivo da compensação pode ser menor, devido a multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela Aneel de qualquer um de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou qualquer insucesso em receber compensação suficiente pelos investimentos que fizemos, pode ter um efeito adverso relevante sobre nosso negócio, condição financeira e resultados das operações, e na nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras estipuladas na quinta alteração ao contrato de concessão de distribuição entraram em vigor em 2016. Elas contêm novas metas para a qualidade dos serviços e requisitos relacionados com a sustentabilidade econômica e financeira da Cemig D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos da concessão. O cumprimento de tais metas é avaliado anualmente e o incumprimento pode resultar na obrigação de a Cemig injetar capital na Cemig D ou numa limitação da distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre capital próprio pela Cemig D à Cemig. De acordo com os regulamentos da Aneel, em caso de incumprimento das metas anuais globais para indicadores coletivos de continuidade durante dois anos consecutivos, ou três vezes em cinco anos, ou, a qualquer momento nos últimos cinco anos do período do contrato, a distribuição de dividendos ou o pagamento de juros sobre o capital próprio podem ser limitados até que seja recuperada a conformidade com as estipulações.

Estamos sujeitos a uma extensa legislação e regulamentações governamentais que podem ser submetidas a alterações, e quaisquer alterações nessa legislação e nessas regulamentações poderão ter um efeito negativo relevante sobre a nossa atividade, os resultados das operações e a situação financeira.

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal brasileiro, por meio do MME, da Aneel, do Operador Nacional do Sistema (ou ONS) e outras autoridades reguladoras. Essas autoridades têm um grau substancial de influência no nosso negócio. O MME, a Aneel e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, saúde e segurança, compensação a ser recebida e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar num encargo relevante para as nossas atividades, o que pode ter um efeito negativo importante no nosso negócio, nos resultados das operações e nas condições financeiras.

O Governo Federal tem implementado políticas que têm um impacto de longo alcance no setor energético brasileiro. Como parte da reestruturação, a Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 introduziu um novo regime regulatório para o setor energético do Brasil. Essa estrutura de regulamentação sofreu várias alterações nos últimos anos, sendo as mais recentes as alterações introduzidas pela MP 579 (que foi convertida na Lei 12.783/2013), a qual rege a prorrogação de algumas concessões em conformidade com a Lei 9.074/1995. Nos termos desta legislação, a partir de 12 de setembro de 2012, tais concessões podem ser prorrogadas apenas uma vez, por até 30 anos, por opção da autoridade de concessão.

Atualmente, o Projeto de Lei 232/2016 está sendo avaliado pelo Congresso. Esse projeto de lei propõe alterações na legislação, decorrentes da antiga Consulta Pública nº 33/2017, que inclui algumas propostas de alteração do atual modelo de regulamentação do setor. Essas alterações consistem em reduções de subsídios e na revisão da repartição dos custos, entre outros, criando a base para um mercado mais aberto.

Alterações na legislação ou em regulamentos relacionados à indústria energética brasileira podem afetar negativamente nossa estratégia de negócios e a condução de nossas atividades se não conseguirmos antecipar as novas condições ou se não conseguirmos absorver os novos custos ou repassá-los a clientes.

Além disso, não podemos garantir que as medidas tomadas no futuro pelo Governo Federal brasileiro, relacionadas com o desenvolvimento do sistema energético brasileiro, não tenham efeito negativo em nossas atividades. Além disso, não podemos prever até que ponto tais medidas nos poderão afetar. Se somos obrigados a conduzir os nossos negócios e operações de uma forma substancialmente diferente da especificada no nosso plano de negócios, os nossos negócios, resultados de operações ou posição financeira podem ser afetados negativamente.

Mudanças na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar negativamente.

Os governos municipais, estaduais e federal do Brasil implementam regularmente mudanças nas políticas tributárias que nos afetam. Essas mudanças incluem a criação e alteração de tributos e encargos, permanentes ou temporários, relacionados a propósitos específicos do governo. Algumas destas medidas governamentais podem aumentar a nossa carga fiscal, o que pode afetar a nossa lucratividade e, conseqüentemente, a nossa situação financeira. Não podemos garantir que poderemos manter o nosso fluxo de caixa e nossa lucratividade após um aumento de tributos e encargos que nos sejam aplicáveis, o que pode resultar num efeito adverso significativo sobre a Companhia.

Estamos sujeitos a restrições quanto à nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de tomar créditos, o que poderia afetar negativamente o nosso negócio, os resultados das operações e as condições financeiras.

A nossa capacidade de realizar o nosso programa de investimentos de capital depende de vários fatores, incluindo a nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, o acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e vários fatores operacionais e de outros tipos. Além disso, nossos planos de expandir nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos à conformidade com processos de licitação competitivos. Esses processos de licitação são regidos pela Lei 13.303/2016 (Lei das Estatais).

Relativamente aos empréstimos de terceiros: (i) enquanto empresa controlada pelo Estado, estamos sujeitos a regras e limites relativos ao nível de crédito aplicável ao setor público, incluindo regras estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional (ou CMN), e pelo Banco Central brasileiro; e (ii) estamos sujeitos às regras e limites estabelecidos pela Aneel que regulam o endividamento das empresas do setor energético. Além disso, embora possamos ter acesso tanto aos mercados de capitais internacionais como locais, nós, na qualidade de empresa controlada pelo estado, só podemos ser financiados com fundos concedidos pelos bancos comerciais locais se essa dívida for garantida por créditos a receber, ou por recursos concedidos pelos bancos federais brasileiros em transações com o objetivo de refinanciamento de obrigações financeiras contraídas com entidades do sistema financeiro brasileiro.

Além disso, estamos sujeitos a certas condições contratuais estipuladas em nossos instrumentos de dívida existentes, e podemos contratar novos empréstimos que contenham estipulações restritivas ou cláusulas semelhantes que possam restringir a nossa flexibilidade operacional. Tais restrições também podem afetar a nossa capacidade de obter novos empréstimos necessários para financiar as nossas atividades e a nossa estratégia de crescimento, e para cumprir as nossas futuras obrigações financeiras quando estas vencerem, o que pode afetar negativamente a nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações financeiras. Temos contratos de financiamento e outras obrigações de dívida que contêm cláusulas restritivas, incluindo debêntures do mercado brasileiro e Eurobonds no mercado internacional.

Temos aproximadamente R\$9.8 bilhões de dívida pendente com cláusulas restritivas, e qualquer violação pode ter graves consequências negativas para nós. Ver " – *A empresa tem um montante considerável de dívida, e está exposta a limitações de sua liquidez – um fator que pode dificultar para a Companhia a obtenção de financiamento para investimentos planejados e pode afetar negativamente sua condição financeira e seus resultados das operações.*"

Se, por exemplo, violarmos uma cláusula restritiva financeira das Senior Notes de 9,25% da Cemig GT com vencimento em 2024 (os "Eurobonds"), estaremos sujeitos a um aumento de juros ou a uma aceleração de determinadas dívidas, em resultado de disposições referentes a *cross-default* em alguns contratos de crédito pendentes. Da mesma forma, se a Companhia violar uma cláusula restritiva de emissão de debêntures nossas, os titulares de debêntures podem acelerar o vencimento dos títulos de dívida em uma assembleia organizada pelo agente fiduciário ("administrador"), a menos que 75% dos titulares de debêntures decidam não o fazer. Qualquer aceleração da nossa dívida pendente poderia ter um efeito adverso importante na nossa situação financeira e pode desencadear efeitos decorrentes cláusulas de *cross-default* em outros instrumentos financeiros.

Em caso de incumprimento e aceleração de vencimentos, os nossos ativos e o fluxo de caixa podem ser insuficientes para pagar os montantes devidos ou para honrar o serviço dessa dívida. No passado, em certas ocasiões, não cumprimos determinadas cláusulas financeiras estipulando condições mais restritivas que as atualmente em vigor. Embora tenhamos conseguido obter derrogações dos nossos credores relativamente a incumprimentos passados, não podemos garantir que, no futuro, teremos êxito na obtenção de uma derrogação em particular.

A Companhia poderá sofrer efeitos adversos relacionados com a participação minoritária que anteriormente detinha na Renova Energia S.A., se tal entidade não for capaz de continuar a ser uma empresa em atividade

Tínhamos um investimento de 13,80% na Renova Energia S.A. ("Renova"), que está atualmente em recuperação judicial, e relatou perdas recorrentes e um déficit de capital no ano encerrado em 31 de dezembro de 2021.

Em 16 de outubro de 2019, o pedido de processamento da recuperação judicial do Grupo Renova foi concedido pelo Tribunal de Falências de São Paulo e os respectivos planos de recuperação judicial foram aprovados pelo grupo de credores da Renova na Assembleia Geral de credores realizada em 18 de dezembro de 2020 e ratificada pela 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais de São Paulo e pelo juízo de recuperação. Os principais efeitos do plano de recuperação judicial foram registrados nas demonstrações financeiras da Renova em dezembro de 2020 e as suas medidas estão em curso. Ver Nota 16 das nossas demonstrações financeiras.

Em 2020, a Renova celebrou contratos de empréstimo na modalidade *Debtor in Possession* (*Debtor in Possession* na sigla em inglês) com a Companhia (Cemig) no montante total de R\$37 milhões. Os fundos desses empréstimos, celebrados sob regras específicas de processos de recuperação judicial, foram necessários para sustentar as despesas de manutenção das atividades da Renova, e foram autorizados pela 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Estado de São Paulo. Tais empréstimos são garantidos por uma atribuição fiduciária de ações de uma empresa que detém ativos de um projeto de energia eólica de propriedade da Renova, e eles além disso têm 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, 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, em sessão virtual e permanente da Segunda Câmara de Direito Empresarial da Tribunal de Justiça de São Paulo, decidiu defender o recurso. Assim, são mantidas as cláusulas do plano supervisionado pelo tribunal que tratam dos contratos de crédito firmados pela Companhia.

Em 18 de dezembro de 2020, os planos de recuperação judicial da Renova foram aprovados pela Assembleia Geral de Credores (AGC) e ratificados pelo tribunal de recuperação no mesmo dia.

Em 06 de maio de 2021 e 23 de agosto de 2021, o Conselho de Administração da Renova aprovou a ratificação parcial do seu primeiro e segundo aumentos de capital, dentro do limite do capital autorizado, e de acordo com os termos do plano de recuperação judicial. A Cemig GT não fazia parte do grupo de credores que solicitou a conversão dos seus créditos em capital próprio e não subscreverá nenhuma parte do aumento de capital. Em 11 de novembro de 2021 foi encerrado o período da terceira "janela" acordada para realização de aumento do capital da Renova conforme especificado no Plano de Recuperação Judicial.

Isto resultou num total de créditos de não mais que R\$15 milhões. A participação da Cemig GT nas ações ordinárias da Renova diminuiu de 36,23% para 13,80%.

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig GT celebrou instrumento de Compra e Venda de Ações, Cessão Onerosa de Créditos e Outras Avenças para alienação da totalidade de sua participação detida no capital social da Renova Energia S.A. e para a cessão onerosa da totalidade dos créditos detidos pela Companhia junto a esta investida. Assim, o investimento foi classificado como um ativo não circulante mantido para venda. No entanto, tendo em conta o déficit de capital da Renova, a Companhia reduziu para zero o valor patrimonial de sua participação acionária na Renova. Não foram reconhecidas mais perdas, tendo em conta a não existência de quaisquer obrigações legais ou construtivas para com a Renova. Além disso, desde 30 de junho de 2019, considerando a situação financeira da Renova, a Companhia registrou uma perda no valor recuperável do total de créditos com a entidade conjuntamente controlada no montante de R\$688 milhões.

Em 01 de dezembro de 2021, foi concluída a venda de toda a participação da Renova no capital social da UPI Brasil PCH aos demais acionistas da Brasil PCH S.A. (BSB Energética S.A e Eletroriver S. A, exercendo seu direito de preferência nos termos do Acordo de Acionistas), conforme especificado na Oferta Inicial e no Plano de Recuperação Judicial do Grupo Renova. Os recursos oriundos da operação, no montante de R\$ 1,100 foram utilizados para liquidação antecipada do empréstimo na modalidade DIP contraído pela sua filial Chipley SP Participações S.A., com coobrigação da Renova e da Renova Participações S.A., estruturado pela Quadra Gestão de recursos S.A.

Em 27 de janeiro de 2022, a Renova aceitou a proposta apresentada pela AES GF1 HOLDING S.A., nos termos de um contrato de compra de ações para venda de certos ativos e direitos do complexo Cordilheira dos Ventos, que inclui os projetos Facheiro II, Facheiro III e Labocó, no Estado do Rio Grande do Norte, com potencial para desenvolvimento de geração eólica com capacidade de 305 MW. O acordo incluía o direito a preço contingente (*earn-out*) se a capacidade de geração construída nas áreas que compõem o projeto se tornar superior a 305 MW. A operação está sujeita a certas condições precedentes, incluindo a realização de um processo concorrencial de alienação da UPI Cordilheira dos Ventos, no âmbito do processo de recuperação judicial, com a AES como primeira proponente (ou seja, uma oferta "*Stalking Horse*"), com o direito de igualar qualquer oferta feita por terceiros interessados na aquisição. Em 15 de março de 2022, esse processo foi ratificado pelo Juiz da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais de São Paulo, sendo declarada vencedora a AES GF1 Holding S.A. pelo montante de R\$ 42.

Considerando a não existência de quaisquer obrigações legais ou construtivas ante a investida, a Companhia concluiu que a recuperação judicial da Renova não tem impactos adicionais nas suas demonstrações financeiras para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2021.

Em 11 de novembro de 2021, a Companhia assinou um Contrato de Compra de Ações com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, um veículo de investimento da Angra Partners, administrado e gerenciado pela Mantig Investimentos Ltda, incluindo a venda da totalidade da participação detida na Renova e a cessão, para consideração, de todos os créditos devidos à Companhia pela Renova Comercializadora de Energia S.A., no valor total de R\$60 milhões. O contrato estabelece o direito da Companhia a preço contingente (*earn-out*), dependendo de determinados eventos futuros.

Em 05 de maio de 2022 a Cemig concluiu a venda da sua participação inteira em Renova Energia S.A. – Em Recuperação Judicial – e a cessão, onerosa, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – Em Recuperação Judicial – por uma consideração total de R\$ 60 milhões, com direito a um preço contingente (*earn-out*), dependendo de determinados eventos futuros, como estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado com AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia em 11 de novembro de 2021.

Além disso, desde 2017, a Renova é parte de uma investigação formal da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais e da Polícia Federal Brasileira (ver "*As investigações anticorrupção atualmente em curso no Brasil, que tiveram grande exposição pública, e quaisquer alegações contra a Cemig, ou investigações anticorrupção na Cemig podem ter efeitos adversos na percepção do Brasil, bem como em nossos negócios, condições financeiras e resultados de operações.*"). Embora esta investigação continue em curso, a Companhia não pode prever o resultado destes procedimentos ou a forma como qualquer resultado pode afetar o negócio da Companhia. A Companhia continuará a avaliar futuros eventos em relação ao seu investimento na Renova e continuará a cooperar com as autoridades em sua análise relacionada à investigação em curso.

A Companhia não pode garantir que, pelas razões acima expostas, sua participação na Renova não tenha um efeito adverso relevante sobre seu negócio, condição financeira ou resultados das operações.

A redução de nossa classificação de risco de crédito ou da classificação de crédito soberano no Brasil pode afetar negativamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar nosso custo de capital.

As agências de classificação de risco de crédito Standard e Poor's, Moody's e Fitch Ratings atribuem uma classificação à Companhia e seus títulos de dívida no âmbito brasileiro, e também uma classificação para a Companhia em âmbito global.

As classificações refletem, entre outros fatores, as perspectivas para o setor energético brasileiro, as condições hidrológicas do Brasil, as condições políticas e econômicas, o risco do país, a classificação e as perspectivas para o acionista controlador da Companhia, o Estado de Minas Gerais.

No caso de uma redução devido a quaisquer fatores externos, ao nosso desempenho operacional ou a elevados níveis de dívida, o nosso custo de capital poderia aumentar e a nossa capacidade de cumprir as cláusulas restritivas financeiras existentes nos instrumentos que regem nosso endividamento poderia ser negativamente afetada.

Além disso, os nossos resultados operacionais ou financeiros e a disponibilidade de financiamento futuro poderão ser afetados negativamente. Além disso, prováveis reduções nas classificações soberanas do Brasil poderiam afetar negativamente a percepção de risco em relação a títulos de emitentes brasileiros e, em decorrência disso, aumentar o custo de quaisquer emissões futuras de títulos de dívida. Quaisquer reduções nas nossas classificações ou nas classificações soberanas do Brasil poderão afetar negativamente os nossos resultados operacionais e financeiros e o nosso acesso futuro a financiamento.

As interrupções na operação ou deterioração da qualidade dos nossos serviços, ou das nossas subsidiárias, podem afetar negativamente os nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

O funcionamento de um sistema complexo que interliga numerosas centrais de geração de energia com grandes linhas de transmissão e redes de distribuição envolve vários riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, falhas de equipamento, subdesempenho ou desastres (tais

como explosões, incêndios, eventos climáticos, inundações, deslizamentos de terras, sabotagem, terrorismo, vandalismo e outros eventos semelhantes). Em caso de uma tal ocorrência, a cobertura de seguro para riscos operacionais pode ser insuficiente para reembolsar totalmente os danos aos ativos ou os custos de interrupção do serviço incorridos. Além disso, decisões do Operador Nacional do Sistema, atos da agência reguladora e demandas das autoridades ambientais podem afetar negativamente nosso negócio.

A receita da Companhia depende fortemente da disponibilidade de equipamentos, da qualidade do serviço e da conformidade regulatória dos ativos e instalações que constrói, opera e mantém. A não conformidade pode levar a perdas comerciais e operacionais. 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.

As penalidades e compensações financeiras são aplicáveis dependendo do escopo, da gravidade e da duração do serviço ou da indisponibilidade do equipamento. 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 — fator 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. Em 31 de dezembro de 2021, nosso total de empréstimos, financiamento e debêntures (incluindo juros) foi de R\$11.364 milhões; uma diminuição de 24,3% em relação aos R\$15.020 milhões relatados em 31 de dezembro de 2020 e, que em 2020 o valor representou aumento de 1,7% em relação aos R\$14.776 milhões relatados em 31 de dezembro de 2019. Atualmente, 20,2% de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures existentes - totalizando R\$ 2.302 milhões, têm vencimento nos próximos dois 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.

A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da Cemig depende de fatores externos que poderiam impedir o sucesso da sua implementação.

A estratégia da Cemig para maximizar o valor acionista na Companhia baseia-se em três pilares:

- Desinvestimento: Ativos não estratégicos ou de baixa sinergia e oportunidades;
- Expansão: Principalmente através de investimentos em nossas concessões de distribuição e transmissão, projetos *greenfield* em fontes renováveis e com a renovação de concessões de geração de energia; e.

- Gestão: Melhoria das sinergias, estrutura de capital e política de distribuição e aprimoramento da governança.

Todos estes pilares podem ser afetados por fatores externos que estejam fora do controle da Sociedade, em especial quaisquer transações de alienação que devam ter em consideração riscos específicos associados a cada negócio relevante, tais como desempenho (técnico, operacional, comercial e financeiro), riscos de mercado, riscos setoriais e riscos macroeconômicos nacionais e internacionais (por exemplo, volatilidade do mercado). Além disso, qualquer fechamento de operação de alienação dependerá do desenvolvimento favorável das negociações com potenciais investidores no que respeita às condições das eventuais transações. A Companhia não pode dar garantias de que fatores fora de seu controle não prejudicarão a implementação de suas estratégias para maximizar o valor para o acionista.

Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, o que pode ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.

A nossa capacidade de cumprir as nossas metas estratégicas depende, em grande parte, da implementação bem-sucedida, econômica e conveniente em termos de tempos da nossa estratégia de longo prazo e do nosso Plano de Negócios plurianual. Seguem alguns dos fatores que podem afetar negativamente a implementação dos nossos planos estratégicos:

- Incapacidade de gerar fluxos de caixa ou de obter o financiamento futuro necessário para a execução de projetos ou objetivos estratégicos específicos;
- Incapacidade de obter as licenças e aprovações governamentais necessárias;
- Problemas inesperados de engenharia e ambientais;
- Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão;
- Indisponibilidade de força-de-trabalho ou equipamento necessário;
- Greves;
- Atrasos na entrega dos equipamentos pelos fornecedores;
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento das suas obrigações contratuais;
- Atrasos ou paralizações causados por fatores climáticos ou restrições ambientais;
- Alterações na legislação ambiental, criando novas obrigações e acarretando custos adicionais para os projetos;
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas;
- Alterações substanciais nas condições econômicas, de regulatórias, hidrológicas ou outras; e
- A extensão da duração e gravidade da pandemia de Covid-19 e seus impactos no nosso negócio.

A ocorrência dos fatores acima referidos, separadamente ou em conjunto, poderia conduzir a um aumento significativo dos custos e poderia atrasar ou impedir a implementação de iniciativas, comprometendo, conseqüentemente, a execução dos nossos planos estratégicos e afetar negativamente os 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. Esses tipos de mudanças podem afetar negativamente 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.

Detemos participações e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos nos setores de geração, transmissão, distribuição de energia e gás natural e outros negócios relacionados. O futuro desenvolvimento das nossas subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas, tais como a Transmissora Aliança da Energia Elétrica S.A. ("Taesa") e a Aliança Geração de Energia S.A. ("Aliança"), a Guanhães Energia S.A., a Norte Energia S.A. ("NESA") e a Madeira Energia S.A. ("MESA"), nas quais a Companhia possui compromissos financeiros significativos, poderia ter um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais. A capacidade da Companhia de cumprir suas obrigações financeiras está correlacionada, em parte, com o fluxo de caixa e os lucros de suas subsidiárias e investidas, e a distribuição à Companhia por tais empresas de lucros sob a forma de dividendos ou outros adiantamentos ou pagamentos. Se a capacidade dessas empresas de gerar lucros e fluxos de caixa for reduzida, isso pode causar uma redução de dividendos e juros sobre o capital pago à Companhia, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre resultados das nossas operações e posição financeira.

Além disso, as investidas podem não atingir os resultados estimados quando foram adquiridos. O processo de integração de qualquer negócio adquirido pode sujeitar a Companhia a determinados 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; (vi) licenças e responsabilidades ambientais, (vii) risco hidrológico, (viii) operação e controle do sistema de energia e (ix) reivindicações em geral. A Companhia pode não ter sucesso no tratamento desses ou de outros riscos, ou problemas relacionados com qualquer outra operação de aquisição futura e ser negativamente afetada pelas empresas adquiridas ou que possam ser adquiridas no futuro.

Além disso, algumas das nossas subsidiárias e investidas poderão, no futuro, celebrar acordos com credores que possam restringir pagamentos 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.

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

Estamos constantemente envolvidos na construção e expansão de nossas plantas, linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, e consideramos regularmente outros projetos potenciais de expansão de carga. A capacidade da Companhia de concluir projetos dentro dos prazos e dos orçamentos, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Por exemplo, podemos encontrar o seguinte:

- Podem ocorrer complicações nas fases de planejamento e execução de projetos de expansão de carga e outros novos investimentos, tais como greves, fornecedores de materiais e serviços menos desenvolvidos, atrasos em processos concorrenciais, embargos no trabalho, condições geológicas e climáticas inesperadas, incertezas políticas e ambientais, instabilidade financeira dos nossos parceiros, empresas contratadas ou subcontratadas;
- Desafios da regulamentação ou jurídicos que atrasem a data de entrada em funcionamento dos projetos de expansão;
- Os novos ativos podem funcionar abaixo da capacidade planejada ou o custo relacionado com a sua operação ou instalação pode ser superior ao planejado;
- Dificuldade em obter um capital de giro adequado para financiar projetos de expansão;
- Encerramento não intencional dos ativos de transmissão durante a execução dos projetos de expansão de carga pode reduzir as receitas do negócio de Transmissão;

- O ONS (Operador Nacional do Sistema, o ISO brasileiro) pode se recusar a autorizar a execução de trabalhos 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; e.
- Redução do limite do indicador de duração de interrupção de serviço – (conhecido como DECI *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*) – forçando a parada da construção. Se o limite de DECI tiver sido violado (seja por falha do sistema, falha do equipamento ou por motivo de construção) por dois anos consecutivos entre 2017 e 2021, ou violado especificamente no ano de 2021, isso acarreta o início do processo legal para a rescisão do contrato de concessão por parte do Poder Concedente. Consulte as informações na seção intitulada "*Indicadores de qualidade – DEC e FEC (SAIDI e SAIFI)*" para obter uma descrição mais completa destes e de outros riscos.

Se confrontada com qualquer uma destas ou questões semelhantes relacionadas com os novos investimentos ou com a expansão da nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição, a Companhia poderá incorrer em custos mais elevados ou numa rentabilidade inferior à esperada originalmente para os projetos.

O nível de inadimplência por parte dos nossos clientes pode afetar negativamente a nossa empresa, os resultados operacionais e/ou a situação financeira, bem como as das nossas subsidiárias.

Em 31 de dezembro de 2021, os nossos recebíveis em atraso devidos por clientes, revendedores e detentores de concessões totalizaram aproximadamente R\$1.249 milhões (R\$1.510 milhões em 2020), o que corresponde a 3,71% de nossa receita líquida consolidada em 2021 (foi 5,99% em 2020). Em 2021, registramos uma provisão para recebíveis duvidosos no montante de R\$833 milhões (R\$712 milhões em 2020). Existe a possibilidade de não conseguirmos cobrar montantes a receber de vários clientes que estão em atraso. Se tais dívidas não forem liquidadas total ou parcialmente, sofreremos um impacto adverso no nosso negócio, nos resultados operacionais e/ou na situação financeira. Além disso, o montante de dívidas em atraso de nossos clientes que excede a provisão pode causar um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A sustentabilidade econômica e financeira da Cemig D está diretamente relacionada à eficácia das ações de controle de perdas de energia e aos limites regulatórios estabelecidos para elas. Se a Cemig D falhar em ter um controle bem-sucedido da perda de energia, seu negócio, operações, lucros e situação financeira poderiam ser substancialmente e adversamente afetados.

As perdas de energia de uma empresa de distribuição incluem dois tipos de perdas: Perdas técnicas e perdas não técnicas (comerciais). As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte e transformação de energia elétrica e ocorrem nos cabos e equipamentos do sistema de energia. As perdas não técnicas incluem a energia fornecida e não faturada, que pode ser resultado de conexões ilegais (furto), fraude, erros de medição ou falhas nos processos internos.

O índice de perdas totais da Cemig, em 31 de dezembro de 2021, utilizando uma janela de 12 meses, foi de 11,27%. Esta porcentagem é calculada em relação à energia total injetada no sistema de distribuição (o volume total de perdas foi de 6.135 GWh). Desse percentual, 8,77% foram perdas técnicas e 2,50% foram perdas não técnicas. Esse resultado foi 1,3 pontos percentuais inferior ao resultado de dezembro de 2020 (12,57%) e inferior ao objetivo de regulamentação estabelecido pela Aneel para 2021 (11,28%).

No que tange à regulamentação, a Aneel tem sido cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas de limite para perdas de distribuição. As metas de limite para perdas não técnicas são estabelecidas com base num modelo de benchmarking que faz uma comparação usando um índice, que mede a complexidade social-econômica de cada área de concessão e a eficiência dos distribuidores no combate às perdas não técnicas de energia. Para as metas de perdas técnicas, a Aneel usa medições e software de fluxo de potência.

À luz desse cenário complexo que envolve incertezas regulatórias, mesmo com a implementação de uma estratégia para reduzir perdas técnicas e comerciais, a Cemig não pode garantir que as metas de perdas estabelecidas pela Aneel sejam atingidos a curto prazo, e isso pode afetar a situação financeira e os resultados

operacionais da Companhia, uma vez que a parte das perdas de energia de uma empresa de distribuição que excede a limitação regulatória não pode ser repassada aos clientes como despesa sob a forma de aumento de tarifas.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. As falhas em barragens podem causar sérios danos às comunidades afetadas e à Companhia.

Existe um risco intrínseco de falha de barragem, devido a fatores que podem ser internos ou externos à estrutura (como, por exemplo, falha de uma barragem a montante da planta). A escala, e a natureza, do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha de barragem que poderia ter repercussões muito maiores que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. Uma falha em uma barragem poderia resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e perda potencial de vida humana nas comunidades a jusante de represas, o que poderia ter um efeito adverso significativo sobre a imagem, o negócio, os resultados das operações e a condição financeira da Companhia.

Poderemos ser responsabilizados pelos impactos sobre a nossa própria força de trabalho, sobre a população e o ambiente, devido a acidentes relacionados com os 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 uma parte significativa de nossas operações é realizada em áreas urbanas, a população é um fator a ser constantemente considerado. Qualquer incidente que ocorra nas nossas instalações ou em áreas ocupadas por seres humanos, seja de forma regular ou irregular, pode resultar em danos graves, tais como perda de vida, danos ambientais e materiais, perda de produção e responsabilidade em processos civis, criminais e ambientais. Esses eventos também podem resultar em danos à reputação, danos financeiros, penalidades para a Companhia e seus executivos e membros do Conselho de Administração, e dificuldades na obtenção ou manutenção de contratos de concessão e licenças operacionais.

Os requisitos e restrições impostos pelas autoridades ambientais podem exigir que a Companhia incorra em custos adicionais.

Nossas operações relacionadas à geração, distribuição e transmissão de energia e distribuição de gás natural estão sujeitas a várias leis e regulamentações federais, estaduais e municipais, e a inúmeras exigências relacionadas à proteção da saúde e do meio ambiente. Os atrasos por parte das autoridades ambientais, indeferimentos de pedidos de licenças ou qualquer incapacidade da nossa parte de satisfazer os requisitos estabelecidos por estes organismos durante o processo de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo, dependendo das circunstâncias, proibir ou restringir a construção ou 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 variem entre R\$50.000 e R\$50 milhões; ii) Requerer suspensão parcial ou total de atividades; iii) Suspender ou restringir benefícios fiscais; iv) Cancelar ou suspender linhas de crédito de instituições financeiras governamentais; ou v) Proibir-nos de celebrar contratos com órgãos, empresas ou autoridades governamentais. Qualquer uma destas ações pode afetar negativamente o nosso negócio, os resultados das operações e as condições financeiras.

Estamos também sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação se nossas atividades tiverem efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal nº 9.985/2000, Decreto Federal nº 6.848/2009 e o Decreto do Estado de Minas Gerais nº 45.175/2009, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido em medidas compensatórias, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto Estadual nº 45.175/2009 ('Decreto 45.175') também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

Dentre os dispositivos legais passíveis de acarretar investimentos e despesas operacionais, cabe destacar o atendimento à Convenção de Estocolmo sobre os Poluentes Orgânicos Persistentes (a 'Convenção'), 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. A legislação a ser adotada para este fim pode ter um efeito importante no setor de energia e na Cemig, devido à possibilidade de obrigações de listar, substituir e eliminar equipamentos e materiais que contenham substâncias incluídas na Convenção, tais 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 nossos negócios, finanças, a condição e os resultados das nossas operações.

Por último, a adoção ou implementação de novas leis de segurança, saúde e ambiente, novas interpretações da legislação existente, maior rigidez na aplicação da legislação ambiental, ou outros eventos no futuro podem exigir que façamos investimentos adicionais ou incorramos em despesas operacionais adicionais para manter nossas operações atuais. Podem também restringir as nossas atividades de produção ou exigir que tomemos outras medidas que possam ter um efeito adverso no nosso negócio, nos resultados das operações ou nas condições financeiras.

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

Gerenciamos e armazenamos dados pessoais e sensíveis ou confidenciais relacionados ao nosso negócio. Os nossos sistemas de tecnologia da informação podem estar vulneráveis a várias violações e incidentes de segurança cibernética. Hackers podem ser capazes de invadir nossa rede de segurança e se apropriar indevidamente ou comprometer nossas informações confidenciais ou de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralizações. Os hackers podem também desenvolver e implantar vírus, *worms* e outros programas de *softwares* mal-intencionados que atacam nossos produtos ou exploram de outra forma qualquer vulnerabilidade de segurança de nossos produtos.

Os custos em que podemos incorrer para eliminar ou resolver os problemas de segurança e as vulnerabilidades de segurança antes ou depois de um incidente relacionado com segurança cibernética podem ser significativos.

Os nossos esforços de reparação podem não ser bem-sucedidos e podem resultar em interrupções, atrasos ou cessação de serviço e perda de clientes existentes ou potenciais podendo inviabilizar nossas funções cruciais.

Ataques bem-sucedidos à segurança cibernética, violações, atos de má fé por parte de funcionários ou erros humanos ou tecnológicos podem resultar em acesso não autorizado, divulgação, modificação, uso impróprio, perda ou destruição de dados ou sistemas, incluindo aqueles que pertencem a nós, aos nossos clientes ou terceiros; furto de dados sensíveis, regulamentados ou confidenciais, incluindo informações pessoais; a perda de acesso a dados ou sistemas críticos através de *ransomware*, ataques destrutivos ou outros meios; erros de transação; atrasos em negócios; e interrupções de serviços ou sistemas. Constatamos um aumento dos ataques à segurança cibernética em todo o mundo em 2020 e 2021, e os arranjos de trabalho remoto que implementamos devido à pandemia de Covid-19 aumentaram a nossa dependência dos sistemas e infraestruturas de tecnologias da informação, podendo aumentar ainda mais a nossa vulnerabilidade a este

risco. Em caso de tais ações, nós, nossos clientes ou outros terceiros podem ficar expostos ao risco de perda ou uso inadequado dessas informações, resultando em potencial litígio e responsabilização, danos à nossa marca e reputação ou outro prejuízo ao nosso negócio. Além disso, dependemos de fornecedores de infraestruturas de terceiros cujas potenciais vulnerabilidades de segurança podem ter impactos na nossa empresa.

O ambiente de regulamentação no que diz respeito a questões de segurança cibernética, privacidade e proteção de dados é cada vez mais complexo e pode ter impactos nos nossos negócios, incluindo o aumento do risco, dos custos e obrigações de conformidade com as normas.

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

Temos bases de dados que contêm dados pessoais recolhidos dos nossos clientes, parceiros e colaboradores. Qualquer uso inadequado desses dados ou falhas no uso correto de nossos protocolos de segurança podem afetar negativamente a integridade desses bancos de dados.

O acesso não autorizado a informações relativas aos nossos clientes, ou a divulgação não autorizada de informações sensíveis, pode sujeitar-nos a ações judiciais e, conseqüentemente, poderemos incorrer em onerações financeiras, sanções e danos à nossa reputação. A legislação brasileira de proteção de dados (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, ou LGPD), foi sancionada em agosto de 2018 e entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção das sanções administrativas, que deverão entrar em vigor em agosto de 2021, estabelece regras e obrigações relativas ao recolhimento, processamento, armazenamento e utilização de dados pessoais. Ela impacta todas as áreas da economia, incluindo a relação entre clientes e fornecedores de bens e serviços, funcionários e empregadores e outras relações em que os dados pessoais são recolhidos, seja num ambiente digital ou físico. As violações da LGPD acarretam riscos financeiros devido a penalidades por violação de dados ou processamento inadequado de dados pessoais. A nova legislação estabelece sanções por incumprimento que incluem a aplicação de multas de até 2% das receitas, limitadas a R\$50 milhões, para as infrações mais graves. Um maior número de leis de proteção de dados em todo o mundo pode seguir acarretando aumento de custos e de riscos referentes à conformidade com as normas. Os custos potenciais de conformidade com normas novas ou existentes ou os custos impostos por regulamentos e políticas aplicáveis à nossa Companhia podem afetar o nosso negócio e podem ter um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações.

Os aumentos nos preços de compra de energia podem causar um desequilíbrio nos fluxos 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 2021, uma combinação de fatores negativos afetou as compras feitas pelas empresas de distribuição, incluindo: (i) um período adverso em termos de precipitação, resultando em preços spot elevados de maio a outubro; e (ii) sazonalização da garantia física do EMR, alocando grande volume de energia no segundo semestre de 2021, resultando em fatores de ajuste muito baixos do EMR entre junho e novembro.

A "Conta Bandeira" (*Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras tarifárias* ou 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 registrou um déficit mais reduzido na Conta de Bandeira em comparação com o mesmo período do ano anterior e, a partir de junho de 2019, a conta deixou de apresentar déficit e 2019 terminou com superávit acumulado de R\$745 milhões para todas as empresas de distribuição no Brasil. Esse resultado positivo foi devido às melhores condições hidrológicas do sistema.

Em 2020, o excedente durou quase todo o ano, mas iniciou uma tendência decrescente em outubro, chegando a um déficit de cerca de R\$3 bilhões em novembro para todas as empresas de distribuição. A razão do déficit foi o aumento dos custos da energia, principalmente devido a um aumento considerável dos preços PLD nesse mês. Devido às ações empreendidas para mitigar os impactos da pandemia, a Aneel suspendeu a aplicação de bandeiras tarifárias em 2020, mas com o cenário piorando, houve a necessidade de reaplicá-la em dezembro de 2020 em seu nível máximo.

Em 2021, as condições hidrológicas continuaram a deteriorar-se e várias medidas foram tomadas para evitar racionamento de energia. Em consequência disso, a Companhia decidiu realizar um maior despacho de energia de plantas com custos mais altos (geração térmica), o que teve um impacto significativo nos custos da conta de bandeira.

O ano de 2021 teve início com um déficit de cerca de 3 mil milhões R, o que aumentou ao longo do ano. A fim de estabilizar o equilíbrio da conta em vista do aumento do custo de geração de energia elétrica, o governo brasileiro instituiu a chamada “bandeira de escassez hídrica”, aumentando o montante da sobretaxa a ser cobrada dos consumidores e que será utilizada durante o período compreendido entre setembro de 2021 e abril de 2022.

A metodologia do sistema de Bandeira Tarifária é revisada anualmente; contudo, segundo a metodologia atual, quando ocorrem situações muito adversas, o sistema não pode responder suficientemente, o que resulta em efeitos negativos na posição de caixa dos distribuidores. Esse fator poderia ter um efeito adverso no nosso negócio, resultados operacionais e condições financeiras.

O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas adversas que resultam em menor geração de energia hidrelétrica podem afetar negativamente nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.

A geração hidrelétrica é predominante no Brasil. As vantagens da energia hidrelétrica também têm sido amplamente divulgadas devido a ela ser um recurso renovável e evitar os substanciais gastos com combustíveis das centrais de geração térmica. Ao mesmo tempo, o principal risco relacionado ao uso desse recurso decorre da variabilidade das aflúncias às usinas. Há variações sazonais substanciais nos fluxos mensais e anuais, que dependem fundamentalmente do volume de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa. Condições hidrológicas adversas na região sudeste do Brasil causaram seca e escassez de água nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro no passado. Estas condições podem piorar durante o período seco, que ocorre de abril a setembro. Isso pode causar racionamento do consumo de água e/ou de energia, o que pode ter um efeito adverso relevante nos negócios da Companhia e nos resultados das operações.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque termoelétrico complementar e um crescente portfólio de usinas eólicas e de geração solar fotovoltaica. Possui também reservatórios de acumulação com o objetivo de transferir água do período úmido para o período seco, e de um ano para seguinte. No entanto, estes mecanismos não são capazes de absorver todas as consequências adversas de uma prolongada escassez hidrológica, como a que vimos no passado recente.

O Operador do Sistema Nacional de Energia (ONS) coordena a operação do sistema de energia elétrica brasileiro. A sua principal função é operar de forma otimizada os recursos disponíveis, minimizando os custos de operação e os riscos de falta de energia. Nos períodos em que a situação hidrológica é adversa, uma decisão do ONS poderia, por exemplo, reduzir a geração das hidrelétricas e aumentar a geração térmica, o que resulta em custos mais elevados para as companhias geradoras hidrelétricas, como aconteceu em 2014. Nos distribuidores, este aumento de custos gera um aumento do preço de compra de energia que nem sempre é repassado ao cliente no mesmo momento, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com um efeito adverso nos negócios e na situação financeira desses agentes. Além disso, em casos extremos de escassez de energia devido a situações hidrológicas adversas, o sistema pode sofrer racionamento, o que poderia acarretar principalmente uma redução do fluxo de caixa.

O MRE tem como objetivo mitigar os impactos da variabilidade da geração das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as hidrelétricas do sistema de forma a complementar a escassez

de geração de uma planta com a sobra de geração 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 de um fator que ajusta a garantia (Fator de Ajuste da Garantia Física, ou 'GSF'), fazendo com que as companhias geradoras fiquem expostas aos preços de curto prazo do mercado spot.

A empresa transferiu para clientes cativos o risco hidrológico relacionado com as centrais elétricas Queimado e Irapé (Contratos do Mercado Regulado), em troca do pagamento de um "prêmio de risco", recebendo ao mesmo tempo uma indenização pelas perdas sofridas nos anos seguintes a partir de 2015.

No Mercado Livre, não temos o mesmo processo, uma vez que, mesmo com o pagamento do prêmio, as companhias geradoras teriam de continuar assumindo o risco hidrológico em momentos de hidrologia crítica. Assim, nenhuma planta que vende energia no Mercado Livre se comprometeu com a renegociação do risco hidrológico.

Os operadores que não aderiram à repactuação continuaram a ter liminares impedindo a cobrança integral do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit de cerca de R\$1,098 bilhão no mercado de curto prazo a partir de janeiro de 2022. Essa posição aumenta o nível de inadimplência calculado pela CCEE, reduzindo assim os montantes recebidos pelos agentes credores no mercado de curto prazo. Para evitar esse efeito, alguns agentes credores buscaram liminares adicionais para ter direito de prioridade no recebimento. Esse efeito leva à incerteza no mercado, redução da liquidez, ao aumento da inadimplência e à redução dos montantes recebidos no mercado de curto prazo, representando um risco para a Companhia.

Qualquer variação sazonal substancial nos fluxos mensais e no total de fluxos ao longo do ano poderia limitar a geração hidrelétrica, tornando necessário o uso de sistemas de geração alternativos, o que poderia ter um efeito adverso significativo nos custos da Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionados ao assunto.

A Lei 14.052/2020 e a Resolução 895/2020 propuseram a compensação dos agentes que detêm concessão de usinas hidrelétricas no MRE dos efeitos de: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, o que significa despachar energia para a rede desrespeitando a classificação de preço crescente para geração de energia, (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de centrais elétricas relevantes, e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Esses efeitos foram calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à taxa de 9,63% da Aneel. O montante foi pago através da extensão da concessão das usinas. Com este novo acordo, espera-se que as liminares sejam retiradas e que os déficits de mercado sejam resolvidos. Desse modo, a liquidez do mercado de curto prazo e a inadimplência na CCEE deverão voltar aos seus níveis históricos.

As regras relativas ao comércio de energia e às condições de mercado podem afetar os preços de venda da energia.

Nos termos das leis aplicáveis, as nossas companhias geradoras não estão autorizadas a vender energia diretamente aos distribuidores. Assim, a energia gerada por nossas empresas é vendida no mercado regulado (*Ambiente de Contratação Regulado*, ou ACR) – também chamado de "Pool" – através de leilões públicos realizados pela Aneel, ou através do Mercado Livre (*Ambiente de contratação Livre*, ou "ACL") através de negociações bilaterais com clientes e revendedores. A legislação aplicável permite aos distribuidores que firmam contratos de fornecimento de energia existente ("energia existente") com companhias geradoras no Mercado Regulado reduzir a quantidade de energia contratada até 4%, por ano, em relação ao montante do contrato inicial, durante todo o período do contrato. Isso expõe as empresas de geração ao risco de não vender a energia descontratada a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização através de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, através de nossas empresas de geração e comercialização de energia.

Os contratos no Mercado Livre podem ser celebrados com outras entidades geradoras, revendedores de energia ou, principalmente, com "clientes livres". Os clientes livres são clientes com uma demanda de 1,5 MW ou mais: eles podem escolher seu fornecedor de energia, este limite será reduzido para 1,0 MW em 2022 e 0,5 MW em 2023 (Portaria 465, publicada pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro de 2019). Alguns

contratos têm flexibilidade na quantidade vendida, permitindo que o cliente consuma de nossas companhias geradoras uma quantidade maior ou menor (5% em média) que a quantidade original contratada, o que pode causar um impacto adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira.

Outros contratos não permitem esse tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência no Mercado Livre poderia influenciar a ocorrência desse tipo de acordo em contratos de compra. Para além dos clientes livres acima, existe uma categoria de clientes referida como "Clientes Especiais", que são os que têm uma demanda contratada de entre 0,5 MW e 1,5 MW. Os Clientes Especiais são elegíveis para aderirem ao Mercado Livre desde que adquiram energia de fontes alternativas incentivadas, tais como pequenas centrais hidroelétricas, plantas de biomassa ou parques eólicos. Tal como previsto pela Portaria 465/2019, até 2023, a restrição da demanda para Consumidores Livres sofrerá uma redução de 3,0 MW para 0,5 MW e considerará que não haverá mais diferenciação entre consumidores livres e especiais.

A Companhia vem realizando transações de vendas para essa categoria de energia proveniente de recursos energéticos específicos, em particular para companhias do Grupo Cemig e, desde 2009, o volume dessas vendas tem aumentado gradualmente. A Companhia formou um portfólio de contratos de compra, que ocupa atualmente um espaço importante no mercado brasileiro de energia para fontes de energia alternativas incentivadas. Os contratos de venda de energia a esses clientes têm flexibilidades específicas para atender às suas necessidades, e essas flexibilidades de maior ou menor consumo estão ligadas ao comportamento histórico dessas cargas. Níveis de consumo mais elevados ou mais baixos destes clientes podem causar exposições de compra ou venda a preços de curto prazo, o que pode ter um impacto negativo nos nossos negócios, nos resultados operacionais e/ou na situação financeira. Variações de mercado, como variações de preços para assinatura de novos contratos, e de volumes consumidos pelos nossos clientes de acordo com flexibilidades previamente contratadas, podem gerar posições de curto prazo, com potencial de impacto financeiro negativo nos nossos resultados.

O MRE tem como objetivo reduzir a exposição de geradores de energia hidrelétrica, como as nossas companhias geradoras, às incertezas da hidrologia. Funciona como um pool de companhias de geração hidrelétrica, em que a geração de todas as plantas que participam no MRE é compartilhada de forma a atender à demanda do pool. Quando a totalidade das plantas gera menos do que o total demandado, o mecanismo reduz a energia disponível das usinas, causando uma exposição negativa no mercado de curto prazo ("*spot*") e, por conseguinte, a necessidade de adquirir energia ao preço à vista. Do mesmo modo, quando a geração agregada das instalações é superior ao volume demandado, o mecanismo aumenta a energia disponível das usinas, levando a uma exposição positiva, permitindo a liquidação da energia no PLD. Em anos de chuva fraca, o fator de redução, que se aplica aos níveis de Energia Assegurada, pode reduzir em 20% ou mais os níveis das hidrelétricas.

A baixa liquidez ou volatilidade em preços futuros, devido às condições e/ou percepções de mercado, podem afetar negativamente resultados das nossas operações. Além disso, se não conseguirmos vender toda a energia que temos disponível (a nossa capacidade própria de geração mais a dos contratos com os quais compramos energia) nos leilões públicos regulamentados ou no Mercado Livre, a capacidade não vendida será vendida na CCEE ao PLD, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixos preços à vista, nossas receitas e resultados das operações podem ser negativamente afetados.

O valor do PLD é calculado através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado utilizados pelo ONS e pela CCEE. O PLD atualmente é publicado semanalmente pela CCEE para três níveis de carga (leve, médio e pesado). Os modelos dependem dos dados de entrada revisados pelo ONS a cada quatro meses, mensalmente e semanalmente. Nesse sistema, existe a possibilidade de ocorrerem erros durante a inserção de dados no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD.

A alteração desses modelos, e os erros na inserção de dados, constituem riscos para o negócio de revenda, pois causam incerteza no mercado, reduzindo a liquidez e as perdas financeiras devido à mudança inesperada de preço. Para mitigar o risco de mudança dos modelos durante o ano em curso, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou uma nota em 2016 que estabeleceu que as alterações nos modelos matemáticos utilizados no setor terão de ser aprovadas pela comissão que analisa as metodologias, a CPAMP (*Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico*) até 31 de julho de cada ano, a fim de estar em vigor no ano seguinte.

A pandemia de Covid-19 pôs o mundo em alerta, levando os países a tomar medidas substanciais para reduzir a propagação do vírus. No Brasil, essas medidas tiveram início em meados de março de 2020 e seus impactos no mercado brasileiro de energia foram notados quase imediatamente com redução do consumo de energia do Sistema Interligado Nacional de aproximadamente 13% na semana seguinte à implementação dessas medidas. A redução do consumo, com a conseqüente desaceleração da economia, levou a um aumento dos níveis dos reservatórios, em vista da menor necessidade de geração hidrelétrica para atender o consumo reduzido. Assim, a combinação destes fatores conduziu a uma redução dos preços no mercado de curto prazo. No que se refere aos preços de mercado, a evolução das condições sistêmicas e a revisão das previsões do mercado conduziram a uma redução dos preços dos contratos a médio prazo. Neste sentido, o aumento ou diminuição da exposição dependerá da posição contratual e da flexibilidade do contrato em cada momento. Em 2020 aumentou para horária a frequência das mudanças no PLD. Ter um PLD por hora melhora a aderência do PLD à operação real do sistema, o que irá então capturar melhor as mudanças a cada hora nas fontes intermitentes (solar e eólica). Essa melhora do alinhamento do preço com a operação tende a reduzir os Encargos de Serviço do Sistema ("ESS") e a remunerar de forma mais eficiente as centrais termoeletricas de geração quando são ativadas. Por outro lado, a qualidade da entrada dos dados quando eles são inseridos de hora em hora, especialmente para fontes solares e eólicas, se torna um elemento a mais de incerteza para a precificação no mercado.

As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram exposição pública em larga escala, e quaisquer alegações contra a Cemig ou investigações anticorrupção da Cemig, podem ter efeitos adversos na percepção que se tem do Brasil, bem como em nossos negócios, condições financeiras e resultados de operações.

Determinadas investigações anticorrupção podem ter efeitos adversos na Cemig ou noutras empresas do Grupo Cemig. A percepção dos investidores sobre o Brasil tem sido adversamente afetada por investigações de corrupção pública em grandes empresas brasileiras e por eventos políticos, o que pode representar riscos potenciais para as perspectivas sociais e econômicas do Brasil.

Entre as empresas brasileiras envolvidas nessas investigações estão empresas controladas pelo Estado dos setores de petróleo e gás, energia e infraestrutura, e empresas privadas dos setores de construção e de fornecimento de equipamentos, as quais estão sendo submetidas a investigações em vista de denúncias de corrupção promovidas pela Comissão de Valores Mobiliários ('CVM'), pela Polícia Federal, Ministério Público, Tribunal de Contas da União, a *Securities and Exchange Commission* ('SEC') e o Departamento de Justiça (*Department of Justice* — DOJ) dos Estados Unidos, entre outros.

No setor de energia, a Eletrobras instituiu uma investigação interna independente sobre possíveis descumprimentos da lei e/ou dos regulamentos indicados por reportagens de meios de comunicação que alegavam atos ilegais relacionados com prestadores de serviços da Norte Energia S.A. (NESA) e da Madeira Energia S.A. (MESA) para a construção das hidrelétricas Belo Monte e Santo Antônio, respectivamente e algumas outras sociedades de propósito específico, nas quais a Eletrobras detém participação minoritária.

Não se verificou qualquer constatação direta contra a NESA nem contra a MESA nem contra qualquer dos seus gestores ou funcionários, sendo de fato alegado que os presumíveis atos ilegais se tinham verificado antes da constituição da NESA. No entanto, a investigação interna estimou os impactos econômico e financeiro destes alegados atos ilegais, relacionados com os prestadores de serviços da NESA em R\$183 milhões, valor levado em conta pela Eletrobras e pela NESA nas análises contábeis e conclusões sobre 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 Aliança Norte Energia Participações S.A. e a Amazônia Energia S.A. e 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 em que a Cemig tem participação direta de 13,80%, faz parte de uma investigação formal conduzida pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais em relação a certas injeções de capital realizadas por alguns de seus acionistas controladores, incluindo a Companhia, e injeções de capital efetuadas pela Renova em determinados projetos em desenvolvimento nos anos anteriores. Juros de capital próprio detidos na Renova, de valor nulo, foram classificados como ativos detidos para venda em 31 de dezembro de 2021.

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 que estão sendo investigadas, estes acontecimentos teriam alegadamente ocorrido antes de 2015. Em 25 de julho de 2019, iniciou-se a segunda fase da investigação.

A "Operação E o Vento Levou" e a investigação da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais (PCMG) ainda não foram concluídas. Assim, existe a possibilidade de que as informações relevantes possam 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, 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 2021 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 realizados pela Cemig na Guanhães Energia S.A. e na MESA (Santo Antônio Energia S.A. ou SAESA). 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 da MPMG e da PCMG.

Levando em conta essas investigações, contratamos uma empresa investigadora terceirizada para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos, bem como as medidas relacionadas à aquisição da participação da Light na Enlighted (ver Nota 25 das Demonstrações Financeiras). 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 e não identificou evidências objetivas que comprovem atos ilegais realizados pela Companhia nos investimentos da Companhia que foram objeto da investigação. Portanto, não houve impactos nas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2020.

Ao final de 2020, a Cemig iniciou investigações internas sobre alegações que são objeto de investigações do MPMG, referentes a alegadas irregularidades em processos de compras e licitações públicas. As investigações estão sendo conduzidas por um novo Comitê de Investigação, com o apoio de uma empresa investigadora terceirizada e um escritório de advocacia externa.

Em 24 de novembro de 2021, foi concluída a investigação interna independente iniciada em 2020, e seu relatório final foi apresentado e aprovado pelo Comitê de Investigação. Entretanto, a Companhia aguarda a conclusão das investigações do Ministério Público do Estado de Minas Gerais (MPMG) e de outras autoridades brasileiras e internacionais, que estão ainda em andamento.

A Diretoria Executiva determinou o estabelecimento de um Processo Administrativo Disciplinar para verificar a veracidade das alegações e proceder ao afastamento preventivo de todos os gestores da área de Fornecimento e Logística, visando garantir imparcialidade e isenção nas investigações.

A Cemig coopera e tem cooperado plenamente com todas e quaisquer investigações e inspeções efetuadas pelas autoridades competentes, quer nos Estados Unidos, quer 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.

Quaisquer 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 significativos, imprevistos.

Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com os nossos padrões de ética e conformidade e poderemos não ser capazes de os prevenir, detectar ou remediar em tempo hábil, o que poderá causar efeitos adversos relevantes no nosso negócio, resultados de operações, condições financeiras e reputação.

Os nossos negócios, incluindo as nossas relações com terceiros, são guiados por princípios éticos e regras de conduta que estabelecemos. Temos uma gama de regras internas que visam orientar os nossos gestores, funcionários e contratantes e reforçar os 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 possíveis irregularidades desses terceiros. 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 estes fornecedores, ou terceiros a eles relacionados, não se envolvam em práticas irregulares. Se um número significativo de nossos fornecedores se envolver em práticas irregulares, podemos ser afetados negativamente.

Além disso, estamos sujeitos aos riscos que os nossos funcionários, subcontratados 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 Companhia. Esse risco é agravado pelo fato de que fazem parte do nosso portfólio de coligadas companhias tais como Sociedades de Propósito Específicos ('SPEs') e Joint Ventures, e em algumas das quais nós não detemos o controle.

Nossos sistemas de controle interno para identificar, monitorar e mitigar riscos podem não ser eficazes em todas as circunstâncias, especialmente em relação às empresas que não estão sob nosso controle. No caso das empresas que adquirimos, os nossos sistemas de controle internos podem não ser capazes de identificar casos de fraudes, corrupção ou suborno que ocorreram antes da 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, nas condições financeiras e na reputação.

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, em ambos os casos os processos estão em fase de instrução. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa "6. Processos Cíveis 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 afetem negativamente e nossa reputação.

As múltiplas utilizações da água e os vários interesses relacionados com este recurso natural podem originar conflitos de interesses entre a Cemig e a sociedade, o que pode causar perdas nos nossos negócios, resultados de operações ou condições financeiras.

Atualmente, considerando projetos e empresas controladas em conjunto, a Cemig possui 63 hidrelétricas, com 5.638 MW e representando 98% de nossa capacidade instalada.

A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da Cemig e é um recurso sensível às alterações climáticas e vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, significativamente afetado pelas ações humanas e sujeito a um ambiente de regulamentação.

A operação da Cemig de reservatórios para a geração de energia hidroelétrica requer essencialmente a consideração das múltiplas utilizações da água por parte de outros utilizadores numa bacia hidrográfica; e isto, por sua vez, leva à necessidade de ter em conta uma série de restrições – ambientais, de segurança, de irrigação, de consumo humano, de vias navegáveis e de pontes, entre outros. 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

relativos a potenciais conflitos com outros utilizadores, a Cemig avalia tanto os efeitos resultantes de secas prolongadas, o que pode levar a um aumento da concorrência entre o setor energético e outros utilizadores, como os efeitos de inundações resultantes de chuvas excessivas. Enquanto a Cemig interage com outros utilizadores 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 as condições financeiras.

Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses de nossos outros 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, conforme estabelecido no Estatuto Social, e adotar as decisões que considerar necessárias para a defesa de seus interesses e 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 ou condições financeiras.

Nossa Companhia está sujeita a várias estruturas regulatórias diferentes, tais como: (a) leis e regulamentos do setor energético, como a Lei 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 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 8.666/93 (a 'Lei de Licitações') e a Lei 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, e (e) legislação e regulamentação referente à proteção da privacidade e dos dados, como a Lei 13.709/2018 (a 'Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais' — LGPD) entre outros.

Além disso, o Brasil tem legislação rigorosa relacionada à manutenção da defesa da concorrência ao combate à improbidade e à prevenção de práticas corruptas. 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 Companhia possui muitos contratos administrativos com altos valores e um grande número de fornecedores e clientes, o que aumenta sua exposição aos riscos de fraude e de improbidade administrativa.

Nossa Companhia possui estruturas e políticas de prevenção e combate à fraude e corrupção, auditoria e controles internos e adotou as recomendações para as Melhores Práticas de Governança Corporativa recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e do arcabouço da Comissão das Organizações Promotoras da Comissão de Treadway (COSO). 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, apesar de a Companhia ter processos de governança, gestão de risco e *compliance*, podemos não ser capazes de evitar futuras violações das leis e regulamentos a que estamos sujeitos (em relação a trabalho, tributos, ambiente, energia, entre outros), ou violações dos nossos mecanismos de controle interno, da nossa Declaração de Princípios Éticos e do Código de Conduta Profissional, ou da ocorrência de comportamento fraudulento ou desonesto por parte de funcionários, pessoas físicas ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a empresa em relações com terceiros, especialmente com o poder público.

A nossa gestão identificou deficiências relevantes nos controles internos relativos a relatórios financeiros e concluiu que os nossos controles internos relativos a relatórios financeiros não estavam eficazes em 31 de dezembro de 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020, o que pode ter um efeito adverso relevante nos resultados das operações e condição financeira da Companhia.

A nossa gestão identificou deficiências relevantes nos nossos controles internos em matéria de relatórios financeiros durante os últimos seis anos. Para obter mais informações sobre as deficiências relevantes identificadas pela nossa gestão, consulte o *“Item 15 - Controles e Procedimentos - Relatório Anual da Administração acerca do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros”*. Embora tenhamos desenvolvido e implementado várias medidas de remediação, não podemos ter a certeza de que iremos remediar a nossa atual deficiência relevante ou que não haverá outras no nosso controle interno sobre a apresentação de relatórios financeiros no futuro.

Se nossos esforços para remediar a deficiência relevante não forem bem-sucedidos, poderemos não ser capazes de relatar com precisão e em tempo hábil os resultados das operações da Companhia para períodos futuros e protocolar nossos relatórios obrigatórios junto às autoridades governamentais, inclusive junto à SEC e à CVM. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar negativamente os negócios da Companhia, os resultados das operações e as suas condições financeiras.

A escassez potencial de pessoal qualificado em áreas operacionais pode afetar negativamente o nosso negócio 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 depende de nossa capacidade de continuar a treinar eficazmente nosso pessoal de forma que os profissionais, no futuro, possam assumir cargos chave na organização. 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 desse tipo pode afetar negativamente resultados das nossas operações e nosso negócio.

A 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 um dado exercício fiscal e também de eventuais cláusulas restritivas de contratos de empréstimos e financiamentos

dessas subsidiárias, bem como de restrições impostas pela regulamentação, fatores que estabelecem limites para seus pagamentos de dividendos. Do mesmo modo, temos uma limitação ao pagamento de dividendos que não pode exceder o mínimo obrigatório de 50% do rendimento líquido do ano comercial, tal como consta do nosso Estatuto Social, devido a cláusulas contratuais restritivas nos 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 taxas são determinadas pela Aneel de modo a preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão celebrados com a Aneel.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabeleceram um mecanismo que permite três tipos de ajuste de tarifas: (A) o Reajuste Anual; (b) a Revisão Periódica; e (c) a Revisão Extraordinária. O objetivo do Reajuste Anual é compensar as alterações nos custos que estão fora do controle de uma empresa, tais como o custo da energia para o fornecimento aos clientes, os encargos setoriais que são fixados pelo Governo Federal, e encargos de utilização das instalações de transporte e distribuição de outras empresas. Os custos gerenciáveis, por outro lado, são ajustados pela inflação segundo o IPCA, menos um fator de produtividade e eficiência, conhecido como fator X, que considera aspectos como produtividade de distribuição e padrões de qualidade de serviço. De cinco em cinco anos, existe um reajuste periódico — Revisão Tarifária Periódica (a RTP), cujo objetivo é: identificar as variações dos custos acima referidas; fornecer um retorno adequado dos ativos que a Companhia construiu durante o período; estabelecer um fator baseado em economias de escala, que será levado em consideração nos ajustes tarifários anuais subsequentes; e definir os custos operacionais eficientes. Uma Revisão Tarifária Extraordinária ocorre sempre que houver qualquer evento imprevisto que altere significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Assim, embora os contratos de concessão da Cemig D especifiquem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a Aneel estabeleça tarifas que nos remunerem adequadamente em relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em função da concessão, e isto pode ter um efeito adverso relevante no nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

A Aneel, através de contratos de concessão, estabelece a Receita Anual Permitida (ou RAP) das nossas empresas de transmissão; se algum ajuste resultar em uma redução da RAP, isso poderia ter um efeito adverso relevante sobre resultados das nossas operações e nossa condição financeira.

A Aneel define a RAP que recebemos por meio de nossas empresas de transmissão, em nome do Governo Federal. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: A) os ajustes anuais de tarifas; e b) a Revisão Tarifária Periódica. O ajuste anual das tarifas das nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os ajustes tarifários anuais levam em conta as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e as receitas do período anterior são ajustadas pelo índice de inflação (IPCA para o Contrato Nº 006/1997 e IGP-M para o Contrato Nº 079/2000).

A revisão periódica das tarifas ocorre a cada cinco anos. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos feitos pela concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela Aneel. O Poder Concedente leva em conta apenas os investimentos que considera prudentes e os custos operacionais que avalia como tendo sido eficientes, utilizando uma metodologia de avaliação de benchmarking. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da Aneel, uma vez que pode deixar de incluir investimentos feitos e pode reconhecer receitas referentes a custos operacionais inferiores aos efetivamente incorridos. Isso pode resultar num efeito adverso significativo nos resultados do nosso negócio.

Uma Revisão Tarifária Extraordinária ocorre sempre que houver qualquer evento imprevisto que altere significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Assim, embora nossos contratos de concessão especifiquem que o equilíbrio econômico e financeiro do contrato será preservado, não podemos garantir que a Aneel estabeleça tarifas que nos compensem adequadamente em relação aos investimentos

feitos ou em relação aos custos operacionais incorridos em função da concessão. Isto pode ter um efeito adverso relevante no nosso negócio, nas condições financeiras e nos resultados das operações.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros resultantes da prestação inadequada de serviços de energia.

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.

Além disso, quando os danos são causados aos clientes finais em resultado de interrupções ou perturbações no sistema de geração, transmissão e distribuição, sempre que essas interrupções ou perturbações não sejam atribuídas a um membro identificável do ONS ou ao próprio ONS, a responsabilidade por tais danos é partilhada entre empresas de geração, distribuição e transmissão. 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. Consequentemente, 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 parte 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. Consulte o “*Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos*”. As nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências num montante total de R\$1.9 bilhão em 31 de dezembro de 2021, para ações nas quais a chance de perda foi avaliada como sendo ‘provável’.

Uma ou mais decisões desfavoráveis contra nós em qualquer processo legal ou administrativo pode ter um efeito adverso relevante sobre 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 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 condições financeiras.

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. Consulte o “*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 as devidas autorizações.

Devido a obrigações impostas pela legislação ambiental brasileira, devemos realizar estudos de impactos ambiental e obter licenças e autorizações 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 disso, a realização de investimentos no setor de transmissão sofreu atrasos devido à dificuldade em obter as autorizações e aprovações de regulamentação e ambientais necessárias. Isso levou a atrasos nos investimentos em geração devido à falta de linhas de transmissão para canalizar a produção de energia gerada. Se quaisquer desses ou outros riscos imprevistos se concretizarem, 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 ante terceiros.

Com exceção da utilização de aeronaves, não temos qualquer seguro para responsabilidade ante terceiros que cubra acidentes e não buscamos propostas para este tipo de seguro. A Cemig não procurou uma proposta de cobertura de seguros contra desastres, como terremotos ou inundações, que possam afetar nossas instalações. Qualquer evento desse tipo poderia gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeitos adversos em nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras.

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, nós e nossas subsidiárias podemos ser considerados responsáveis por perdas e danos causados a terceiros resultantes de falhas na prestação de serviços de geração, transmissão e/ou distribuição.

Apenas mantemos seguros contra incêndios, riscos que envolvem as nossas aeronaves e riscos operacionais, bem como os tipos de cobertura de seguros exigidos por lei, tais como seguros 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 estas apólices de seguro continuem a estar 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 condições financeiras. 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 fornecedores 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 garantir que não ocorram no futuro 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 negativamente 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 podem ser dados como garantia para a execução de qualquer decisão judicial, porque os bens reverterem 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 Brasileiro seja obrigado a nos compensar em caso de 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 nossos credores em caso de nossa liquidação e podem afetar adversamente nossa capacidade de obter financiamento adequado.

A perda por parte de nossa subsidiária Gasmig de sua concessão pode causar perdas nos resultados da Gasmig.

Em 1993 a Gasmig obteve a concessão para operação comercial de serviços de gás canalizado para os segmentos industrial, institucional e residencial 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, a 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, a Gasmig comprometeu-se a alcançar um total de 100.000 clientes atendidos até o final de 2022 e a construir redes para atender as sete mesorregiões do Estado de Minas Gerais. Atualmente, o Gasmig atende cinco dessas mesorregiões.

Nos termos do Artigo 35 da Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 (a 'Lei das Concessões'), a concessão está sujeita a rescisão em determinadas circunstâncias, incluindo as seguintes: (i) expiração 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 destas circunstâncias, os ativos da concessão reverterão para o Poder de Concedente, o Estado de Minas Gerais. Caso a Gasmig perca sua concessão por qualquer motivo, não podemos garantir que qualquer indenização devida à Gasmig seja suficiente para compensar 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 pelo Gasmig estão sujeitas a interrupções, perturbações e riscos no sistema de distribuição, causados por acidentes, dificuldades operacionais, danos, falhas de equipamentos ou processos, causas naturais ou catástrofes (tais como explosões, incêndios, inundações, deslizamentos de terras, sabotagem, terrorismo, vandalismo e outros), o que pode resultar na obrigação da Gasmig de indenizar os clientes que sofram danos e pode expor a Companhia a processos administrativos ou judiciais.

Além disso, a Gasmig pode sofrer a intervenção do Poder Concedente caso, na opinião deste, exista o risco de a Gasmig não realizar os serviços, ou se a Gasmig não tiver cumprido as suas obrigações nos termos do contrato de concessão ou da legislação aplicável. Em tais circunstâncias, o Poder Concedente poderia também aplicar multas à Gasmig ou mesmo revogar sua concessão.

A rescisão antecipada 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 suas obrigações financeiras. A concessão da Gasmig expirará em janeiro de 2053 e poderá ser estendida, a critério exclusivo do Poder Concedente.

Mudanças na metodologia e nos parâmetros adotados pelas autoridades reguladoras em relação aos ciclos de revisão tarifária da Gasmig podem afetar negativamente nossas operações e condições financeiras.

Os parâmetros gerais da regulamentação tarifária estão 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 prevê que a tarifa será revista se ocorrerem eventos que ponham em risco o equilíbrio econômico e financeiro do Contrato de Concessão, sob a forma necessária e pelos períodos necessários para evitar perdas devido a tarifas que se tornam inadequadas.

Em novembro de 2019, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais (SEDE), divisão do governo estadual, responsável pela regulamentação da distribuição de gás canalizado, completou o primeiro ciclo de revisão tarifária, no qual 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.

Em agosto de 2021, o Poder Concedente propôs apresentar a revisão tarifária, com o objetivo de proceder às adaptações necessárias no que se refere às hipóteses em que se baseiam as tarifas da Gasmig, com particular atenção para o cenário atual dos custos operacionais e da situação de capital da distribuidora, e também a adaptação das metas para clientes e investimentos, conforme especificado, em comparação com as efetivamente alcançadas no atual ciclo tarifário, a fim de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão por meio da Resolução nº 03, de 31 de janeiro de 2022, a Sede/MG aprovou um ajuste de tarifa a ser aplicado pela Gasmig às classes de consumidores industriais, de cogeração, de GNC/GNL, de CNG, residenciais e comerciais a partir de 1º de fevereiro de 2022, com um aumento médio que varia entre 16% e 26%, conforme a classe de consumo, sobre as tarifas em vigor desde novembro de 2021. Este aumento refere-se à variação dos custos do gás adquirido pela Companhia e ao reajuste de sua margem de distribuição.

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. Essas mudanças também podem ter impactos nas condições de mercado e nos preços dos títulos no Brasil, afetando negativamente a Gasmig, podendo alterar o preço do gás ou aumentar os custos de suas atividades.

A Gasmig pode não conseguir implementar as estratégias no seu plano estratégico de longo prazo no momento desejado, ou pode incorrer em custos inesperados, que podem ter consequências adversas para o seu negócio, resultados operacionais e condições financeiras.

A capacidade da Gasmig de cumprir seus objetivos estratégicos depende, em grande parte, da implementação oportuna, econômica e bem-sucedida de sua estratégia de longo prazo.

Alguns dos fatores que podem afetar negativamente esta implementação são:

- Alterações substanciais das condições econômicas;
- Alterações substanciais em matéria de regulamentação;
- Capacidade de gerar fluxo de caixa ou obter financiamento futuro, necessário para a execução dos projetos;
- Incapacidade de obter as 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;
- Indisponibilidade de mão-de-obra suficiente ou de equipamento necessário;
- Greves ou paralizações;
- Atraso na entrega do equipamento pelos fornecedores;
- Inadequação das instalações físicas e do equipamento para garantir atividades ininterruptas da empresa e proteger processos críticos contra falhas e acidentes;
- Atraso resultante de falhas por parte de fornecedores ou terceiros no cumprimento das suas obrigações contratuais;
- Fatores relacionados com o clima ou restrições ambientais;

- Variações significativas das condições hidrológicas em relação às médias históricas, em particular chuvas em volumes ou frequências que se desviam das médias históricas;
- Alterações na legislação ambiental, criando obrigações e acarretando custos adicionais para os projetos;
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas;
- Continuação das condições restritivas impostas pela pandemia de Covid-19; e.
- A ocorrência de qualquer um dos fatores acima mencionados pode resultar em aumentos significativos nos custos, ou atrasar ou inibir a implementação de iniciativas, e conseqüentemente comprometer a execução do plano estratégico da Gasmig, com efeitos negativos nos resultados operacionais e financeiros da Gasmig e da Cemig.

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

O mercado brasileiro de gás está em processo de tornar-se mais aberto e competitivo, mas ainda há alguns obstáculos a serem superados. Em 2021, a Gasmig realizou uma proposta de aquisição de gás. Várias entidades do mercado enviaram propostas; no entanto, até o final de 2021, apenas a Petrobras tinha as condições necessárias para garantir o fornecimento de gás à Gasmig. Isso reflete o fato de que a Petrobras ainda detém o monopólio do fornecimento e transporte de gás natural no Brasil.

A Gasmig e a Petrobras celebraram dois Contratos de Compra relativos ao fornecimento de gás natural na modalidade "firme e inflexível", especificando a quantidade contratada, o preço do gás e outros fatores. Em ambos os contratos, o preço do gás adquirido pela Petrobras varia de acordo com uma fórmula contratual e é ajustado de acordo com as variações no preço do petróleo Brent e na taxa de câmbio do dólar americano.

O preço da parcela de molécula nos dois contratos só pode ser alterado 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 alterar a precificação, o valor será repassado às distribuidoras.

O contrato de mais longa duração que serve apenas o mercado de geração não termoeletrônica está em vigor até 2023. Em 2021, o seu preço aumentou 59,1%. O contrato mais recente, por outro lado, tem preços 36,8% mais elevados do que o contrato mais antigo, mas representa menos de 20% do volume total contratado pela Gasmig.

Devido ao exposto, a Companhia não pode garantir a existência de um fornecimento adequado de gás em períodos futuros, ou que os preços do gás não flutuarão de forma a causar um efeito adverso relevante sobre o negócio, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

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

A Petrobras também controla os preços dos principais substitutos de energia que competem com o gás natural. Em 2017, a Petrobras revisou sua política de preços para fontes de energia que competem com o gás natural. Os preços do GPL ("Gás Liquefeito de Petróleo ") e do óleo combustível aumentaram significativamente durante o último ano. Os preços desses produtos energéticos variam também em função do preço do petróleo e da taxa de câmbio do dólar dos EUA, o que pode resultar na manutenção da sua competitividade em relação ao gás.

A Petrobras pode revisar sua política de preços a qualquer momento. Quaisquer mudanças poderiam influenciar a demanda do mercado por gás natural e seus combustíveis concorrentes, como GLP, gás de petróleo e/ou óleo combustível, o que poderia ter impactos positivo ou negativo nos negócios da Gasmig e da Companhia, nos resultados operacionais e na situação financeira.

A abertura do mercado de gás, ou 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, através da implementação de mudanças no ambiente regulatório do setor de gás natural, preparando-o para uma redução na participação da Petrobras. Devido a este programa, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) lançou Tomadas Públicas de Contribuição visando receber contribuições de agentes da cadeia do gás natural possibilitando a entrada de novos agentes nesse 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 para a promoção da livre concorrência no mercado brasileiro de gás natural.

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. Isso provavelmente envolverá também um incentivo para os Estados e o Distrito Federal adotarem reformas e medidas estruturantes, incluindo uma possível alteração dos contratos de concessão para refletir boas práticas regulatórias, o que inclui 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 a autoridade *antitrust* brasileira CADE ("Conselho Administrativo de Defesa Econômica") firmaram um *Termo de Compromisso de Cessação* (TCC), por meio do qual a Petrobras se comprometeu a vender as participações que detém atualmente nas transportadoras *Nova Transportadora do Sudeste S. A. – NTS* (10%), e *TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.* (51%). A Petrobras também venderá participações indiretas em distribuidores, vendendo suas ações da *Gaspetro* ou participações da *Gaspetro* nas distribuidoras. A Petrobras também se comprometeu a adotar certas medidas para conferir maior transparência aos contratos de transporte e para que terceiros tenham acesso à capacidade dos ativos existentes.

Estas medidas, que já estão sendo aplicadas, podem afetar a Gasmig, podendo verificar-se uma variação do preço do gás e da competitividade do gás natural em comparação com outras fontes de energia, gerando uma possível desvalorização do gás natural no mercado e alterando o fluxo de caixa operacional da Gasmig – ou seja, a Companhia pode ter que pagar um preço mais alto do que o esperado pelo mesmo produto, gerando consequências financeiras negativas para a Gasmig.

A renovação ou prorrogação dos contratos de fornecimento de gás não é garantida e a estratégia de crescimento pode ser afetada negativamente.

Os contratos de fornecimento de gás têm períodos de validade específicos, e a Gasmig pode ser adversamente afetada se essa renovação e/ou extensão não ocorrer em termos favoráveis à estratégia de crescimento da Gasmig – isso pode ocorrer diante da possibilidade de entrada de novos agentes no mercado de gás.

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

O mercado industrial de grande escala é responsável pela grande maioria dos volumes vendidos de gás natural no Brasil, com aproximadamente 77% do volume de gás vendido diretamente a esses clientes em 2021, não vendido a geradoras termoelétricas. Os maiores clientes da Gasmig estão concentrados em alguns setores econômicos: siderurgia, metalurgia, mineração e fabricação de celulose de madeira.

Dada a concentração dos principais clientes de gás natural da Gasmig num número limitado de setores econômicos, na eventualidade de qualquer um ou mais destes setores sofrer condições econômicas adversas durante os períodos futuros, os volumes e resultados de vendas da Gasmig poderão ser afetados negativamente, o que pode impactar substancialmente e adversamente o negócio, os resultados operacionais ou a condição financeira da Companhia.

Novas diretrizes de política pública para o mercado de gás no Brasil podem afetar negativamente os negócios da Gasmig, se forem implementadas.

Desde o segundo semestre de 2016, a Petrobras vem reduzindo sua presença na cadeia de suprimento de gás natural. Em 2020, concluiu a venda de sua participação no capital da *Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)* e, em 2021, concluiu a venda de sua participação na *Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)*.

Mesmo com essas alienações, a Petrobras continua a ter uma posição dominante no mercado, pois tem contrato para o transporte de gás desses ativos e continua sendo o fornecedor monopolista no mercado brasileiro de gás.

Em 2019, foi instituído o programa *Novo Mercado de Gás*, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em parceria com o Ministério da Economia, a ANP, o CADE e a EPE, sobre quatro pilares: Promoção da concorrência; Integração do gás natural com os setores elétrico e industrial; Harmonização das regulamentações estaduais e federais; e Eliminação das 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* 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 o CADE e a 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.

Em 8 de abril de 2021, o presidente do Brasil sancionou a Lei 14.134/2021, conhecida como *Nova Lei do Gás*, unindo as medidas necessárias para a formação de um mercado aberto de gás natural.

As consequências decorrentes desta nova lei poderão ter um impacto negativo na atividade de distribuição de gás natural e gerar incertezas em determinados aspectos. A adoção de sistemas de entrada e saída para a atividade de transporte gera incertezas em relação ao custo futuro do serviço de transporte. O incentivo para que os estados brasileiros adotem princípios regulatórios harmonizados para agentes livres (produtores independentes, importadores independentes) poderia representar riscos para os detentores de concessões de distribuição de terem que suportar a carga dos compromissos de retirada mínima incluídos nos contratos de fornecimento, ou mesmo sofrer uma derivação física por parte dos grandes consumidores. A Companhia não pode fornecer quaisquer garantias sobre se estes ou quaisquer outros eventos relacionados com a implementação do Novo Mercado de Gás afetariam materialmente as suas atividades, condições financeiras ou resultados de operações.

A agência reguladora responsável pela distribuição de gás canalizado fica sob a influência do governo do Estado de Minas Gerais, cujos interesses podem entrar em conflito com os interesses do equilíbrio econômico da concessão concedida à Gasmig.

A Constituição Federal do Brasil estabelece que a operação comercial dos serviços locais de gás canalizado é uma função dos estados, diretamente ou por meio de concessões. A Gasmig é controlada indiretamente pelo Estado de Minas Gerais, através da participação majoritária da Cemig na Gasmig. A Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE) é uma divisão do governo do Estado de Minas Gerais, responsável pela função de regulação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Além disso, a SEDE também é responsável pela promoção do desenvolvimento sustentável no Estado de Minas Gerais.

Como acionista controlador indireto da Gasmig, e ao mesmo tempo concedente do serviço público, através da SEDE, o governo de Minas Gerais tem autoridade para dirigir os esforços e investimentos da Gasmig de acordo com seus próprios interesses – políticos, econômicos ou sociais o que pode ter um impacto negativo no equilíbrio econômico da concessão.

As alterações climáticas podem ter impactos significativos nas nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.

Os efeitos das alterações climáticas, o aumento da frequência e intensidade dos acontecimentos climáticos extremos e das alterações regulamentares podem afetar diretamente as nossas atividades de distribuição, geração e transmissão, o que pode levar a impactos financeiros, perda de competitividade, risco de desinvestimento e danos de reputação.

Dado que praticamente todas as instalações de produção da Cemig são compostas por centrais hidroelétricas, as alterações nas chuvas e a dispersão de chuvas afetam certas atividades empresariais. Os eventos extremos também podem afetar as atividades de distribuição e transmissão, principalmente relacionadas à disponibilidade de ativos. Por outro lado, o alto fluxo de água também é um risco potencial, uma vez que a Companhia é obrigada a abrir comportas para garantir a segurança das barragens, inundando a área a jusante. Além disso, com o aumento da gravidade e frequência de eventos climáticos extremos, como ciclones e inundações, chuvas fortes podem ocorrer em um curto período acompanhado de tempestades e relâmpagos. Esses eventos podem danificar as instalações de transporte e distribuição de energia, tornando o recurso indisponível para os clientes. Além disso, a Cemig pode ser obrigada a ajustar-se a possíveis mudanças regulatórias definidas pelo governo para alcançar os objetivos a que se comprometeu através da Política Nacional sobre Mudanças Climáticas, que define compromissos para reduzir as emissões até 2030, e através de regulamentos emergentes que incluem mecanismos de preços de carbono. As ações incluem um regulamento aplicável ao consumo de combustíveis fósseis. O preço do carbono aplicado no setor dos combustíveis implicaria um aumento dos preços dos combustíveis fósseis ou das centrais térmicas à base de fontes fósseis. O negócio da Cemig também pode ser afetado por novas tecnologias a médio e longo prazo se não construir parcerias estratégicas ou não conseguir implementar mudanças tecnológicas nos seus serviços. Se não nos adaptarmos ou experimentarmos atrasos na adaptação a esse novo cenário global, nossas operações e resultados financeiros podem ser afetados negativamente.

Riscos relacionados ao Brasil

A instabilidade política e econômica no Brasil pode ter efeitos sobre a economia e nos afetar.

Historicamente, o ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam a afetar a confiança dos investidores e do público em geral, o que resultou em desaceleração econômica e maior volatilidade nos títulos emitidos por empresas brasileiras. O presidente do Brasil tem poder para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e, conseqüentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, inclusive as nossas.

As eleições gerais estão programadas para 2 de outubro de 2022 no Brasil para eleger Presidente, Vice-Presidente e o Congresso Nacional. Além disso, na mesma data, também serão realizadas eleições para os Governadores de Estado e os Vice-Governadores, bem como assembleias legislativas estaduais, incluindo as de Minas Gerais. Os resultados dessas eleições, e as políticas eventualmente implementadas pelo Governo Federal e pelos governos estaduais, poderiam ter um impacto relevante em nosso negócio.

Além disso, os mercados brasileiros têm vivenciado um alto nível de volatilidade devido às incertezas decorrentes de investigações anticorrupção em curso e outras investigações realizadas pelo Ministério Público Federal do Brasil, e seu impactos na economia e no ambiente político brasileiro. Tais eventos podem fazer com que o valor comercial das nossas ações, Preferenciais e Ordinárias, das nossas ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias e dos nossos outros títulos seja reduzido, podendo afetar negativamente o nosso acesso aos mercados financeiros internacionais. Além disso, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos, incluindo as próximas eleições no nível federal e estadual, se afetar a economia brasileira, poderia nos levar a reavaliar nossa estratégia.

O Governo Federal tem exercido, e continua a exercer, uma influência significativa na economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem ter um impacto direto nos nossos negócios, nas condições financeiras, nos resultados das operações e nas perspectivas.

O Governo Federal brasileiro intervém frequentemente na economia do país e, ocasionalmente, faz mudanças significativas na política monetária, fiscal e de regulamentação. Nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras podem ser afetados negativamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como outros fatores, incluindo, sem limitação:

- Flutuações da taxa de câmbio;
- Política de regulamentação para o setor da energia;
- Inflação;
- Alterações nas taxas de juro;
- Política fiscal;
- Outros eventos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- Liquidez dos mercados internos de capitais e dos empréstimos;
- Desenvolvimento do setor da energia;
- Controles de câmbio e restrições para remessas para o exterior; e/ou
- Limites do comércio internacional.

Incerteza sobre se o Governo Federal brasileiro fará mudanças em políticas ou na regulamentação que afetem esses ou outros fatores no futuro podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para maior volatilidade dos mercados de valores mobiliários brasileiros e dos mercados de valores mobiliários emitidos por empresas fora do Brasil. Medidas do Governo Federal brasileiro para manter a estabilidade econômica e especulações sobre quaisquer atos futuros do Governo Federal brasileiro podem gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade dos mercados de capitais nacionais, afetando negativamente nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras. Se as situações políticas e econômicas se deteriorarem, poderemos também enfrentar elevação de custos.

Além disso, há incertezas quanto à capacidade do governo federal de tomar medidas em 2022 que promovam uma recuperação econômica mais rápida dos impactos do coronavírus (COVID – 19). Essas incertezas, juntamente com a atual crise econômica que o Brasil está passando e outros eventos futuros na economia brasileira, podem afetar negativamente nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras.

A estabilidade do Real brasileiro é afetada por sua relação com o dólar americano, inflação e política do governo federal brasileiro em relação às taxas de câmbio. Nosso negócio poderia ser adversamente afetado em caso de recorrência de volatilidade que afete nossos recebíveis e obrigações atrelados a uma moeda estrangeira bem como por aumentos nas taxas de juros predominantes do mercado.

A moeda brasileira tem sofrido altos graus de volatilidade no passado. O Governo Federal brasileiro implementou diversos planos econômicos e tem utilizado uma ampla gama de mecanismos de controle cambial, incluindo desvalorização súbita, pequena desvalorização periódica durante a qual a ocorrência das mudanças variou de diária para mensal, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve um grau significativo de flutuação entre o Real brasileiro e o dólar americano e outras moedas. Em 31 de dezembro de 2021, a taxa de câmbio entre o Real e o dólar americano foi de R\$5,5749 para U\$1,00. Não há garantia de que o Real não se deprecie, ou aprecie, em relação ao dólar dos EUA, no futuro. A instabilidade do taxa de câmbio entre o Real brasileiro e o dólar poderia ter um efeito adverso significativo sobre nós. A depreciação do Real contra o dólar dos Estados Unidos e outras das principais moedas estrangeiras poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, o que poderia afetar negativamente o crescimento da economia brasileira e, conseqüentemente, nosso crescimento. A depreciação do Real pode causar um aumento nos custos financeiros e operacionais, uma vez que em nossos contratos de financiamento e de importação temos

obrigações de pagamento indexadas a variações cambiais. Além disso, a depreciação do Real poderia causar pressão inflacionária que poderia resultar em aumentos abruptos na taxa de inflação, o que aumentaria nossos custos operacionais e despesas, o que poderia afetar negativamente nosso negócio, resultados de operações 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 juro. Na medida em que tais taxas flutuantes subam, podemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos a nossa dívida existente nos próximos anos, a composição do nosso endividamento pode mudar, especificamente no que diz respeito à relação entre as taxas de juro fixas e flutuantes, à relação entre dívida de curto prazo e dívida de longo prazo, e as moedas em que a nossa dívida está denominada ou à qual está indexada. As mudanças que afetam a composição da nossa dívida e causam aumentos nas taxas de juro de curto ou longo prazo podem elevar nossos pagamentos do serviço da dívida, o que poderia ter um efeito adverso nos resultados das nossas operações e condições financeiras.

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 relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, condição financeira e preço de mercado de nossas ações.

Historicamente, o Brasil tem vivenciado taxas de inflação extremamente altas. A inflação, e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de reduzir a inflação, tiveram efeitos negativos significativos na economia brasileira. Desde a introdução do Real em 1994, a taxa de inflação brasileira tem sido substancialmente menor do que em períodos anteriores. As taxas de inflação anual brasileiras medidas pelo índice IPCA nos anos de 2019, 2020 e 2021 foram, respectivamente, de 4,31%, 4,52% e 10,06%. Em 2021, a taxa de inflação foi afetada parcialmente por questões relativas à cadeia de suprimento global devido a efeitos residuais da pandemia de 2020. Não pode ser dada qualquer garantia de que a inflação se manterá a estes níveis.

As medidas futuras tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos das taxas de juro, intervenções no mercado cambial ou ações destinadas a ajustar o valor do Real, poderão provocar um aumento da taxa de inflação, e, portanto, ter um impacto econômico adverso em nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras. Se o Brasil sofrer altas taxas de inflação no futuro, podemos ser incapazes de ajustar as taxas que cobramos aos nossos clientes para compensar os efeitos da inflação em nossa estrutura de custos.

Um aumento significativo das taxas de juro ou da inflação teria um efeito adverso nas nossas despesas financeiras e nos resultados financeiros no seu conjunto. Ao mesmo tempo, uma redução significativa na taxa CDI, ou na inflação, poderia afetar negativamente a receita gerada por nossos investimentos financeiros, mas também ter um efeito positivo na reavaliação dos ajustes dos saldos de nossos ativos financeiros de concessão. Substancialmente, todas as nossas despesas operacionais em caixa são denominadas em Reais e tendem a aumentar com a inflação brasileira. As pressões inflacionárias também podem dificultar nossa capacidade de acesso aos mercados financeiros estrangeiros ou levar a mais intervenções governamentais na economia, incluindo a introdução de políticas governamentais que possam prejudicar nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras ou afetam negativamente o valor de mercado de nossas ações e, em decorrência disso, de nossas ADSs de Ações Preferenciais, ADSs de Ações Ordinárias e outros títulos.

Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias

A instabilidade da taxa de câmbio pode afetar negativamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e o preço de mercado das ADSs.

Muitos fatores macroeconômicos brasileiros e globais têm influência na taxa de câmbio. Nesse contexto, o Governo Federal brasileiro, por intermédio do Banco Central, tem intervindo ocasionalmente no passado com

o objetivo de controlar variações instáveis das 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 através de um sistema que envolva uma banda cambial ou a utilização de outras medidas.

Sendo assim, o Real poderia flutuar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos, e outras moedas, no futuro. Essa instabilidade poderia afetar negativamente o equivalente em dólares americanos do preço de mercado de nossas ações, e conseqüentemente os preços das nossas ADSs, ordinárias e preferenciais, e as remessas de dividendos para o exterior. Para obter mais informações, consulte o “*Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio*”.

Mudanças nas condições econômicas e de mercado em outros países, especialmente nos países latino-americanos e emergentes, podem afetar negativamente nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras, bem como o preço de mercado de nossas ações e ADSs de Ações Preferenciais e ordinárias.

O valor de mercado dos títulos das empresas brasileiras é afetado em diferentes graus pelas condições econômicas e de mercado em outros países, inclusive em outros países da América Latina e países emergentes. Embora as condições econômicas desses países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a eventos nesses países podem ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos títulos dos emitentes brasileiros. Crises em outros países emergentes pode reduzir o interesse dos investidores em valores mobiliários de emitentes brasileiros, incluindo 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. Devido às características da indústria de energia brasileira (que requer investimentos significativos em ativos operacionais) e às nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capital e crédito for limitado, poderíamos enfrentar dificuldades na conclusão de nossos planos de investimento e no refinanciamento de nossas obrigações, e isso pode afetar negativamente nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.

A volatilidade relativa e a falta de liquidez do mercado brasileiro de títulos podem afetar negativamente nossos acionistas.

Investir em títulos latino-americanos, como ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais ou ADSs de Ações Ordinárias, envolve um maior grau de risco do que investir em títulos de emitentes de países com ambientes políticos e econômicos mais estáveis, e esses investimentos são geralmente considerados especulativos. Estes investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, incluindo, por exemplo, os seguintes:

- Alterações no ambiente de regulamentação, tributário, econômico e político que possam afetar a capacidade dos investidores de receberem o pagamento, total ou parcialmente, relacionado com os seus investimentos; e
- Restrições ao investimento estrangeiro e à repatriação de capital investido.

O mercado brasileiro de títulos é substancialmente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de títulos dos Estados Unidos. Isto pode limitar substancialmente a capacidade de um investidor de vender as ações subjacentes às suas ADSs de Ações Preferenciais ou ordinárias pelo preço desejado e dentro do período desejado.

Em 2021, a Bolsa de Valores de São Paulo (Brasil, Bolsa, Balcão S.A ou "B3"), a única bolsa de valores no Brasil na qual nossas ações são negociadas, apresentou capitalização de mercado anual de aproximadamente R\$7,25 trilhões, e média diária de volume de negociações de aproximadamente R\$ 28,9 bilhões.

Os detentores de ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias e detentores de nossas ações podem ter direitos de acionistas diferentes dos conferidos a detentores de ações em empresas dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, requisitos de divulgação e práticas contábeis são regidos por nosso Estatuto Social, pelo *Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa de Nível 1* da B3 (a principal

bolsa de valores brasileira) pelo empresarial brasileiro (Lei das Sociedades por Ações – Lei Federal nº 6.404/76). E normas expedidas pela CVM. Esses regulamentos podem diferir dos princípios legais que seriam aplicáveis se nossa Companhia fosse incorporada a uma jurisdição nos Estados Unidos, como Delaware ou Nova York, 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 legislação brasileira das sociedades 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

Os investidores em nossas ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias podem ser adversamente afetados pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto de seus investimentos no Brasil e pela conversão de Reais (R\$) em moeda estrangeira. As restrições deste tipo prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou o produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ações ordinárias de Reais (R\$) em dólares americanos (U\$). Não podemos garantir que o Governo Federal não tomará medidas restritivas no futuro.

Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar sentenças proferidas em tribunais não-brasileiros contra a Companhia ou contra membros de seu Conselho de Administração ou Diretoria.

Todos os membros do nosso Conselho de Administração e diretores residem no Brasil. Nossos ativos, bem como os ativos desses indivíduos, estão localizados principalmente 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.

A troca de ADSs de Ações Preferenciais ou ADSs de Ações Ordinárias pelas ações subjacentes pode ter consequências adversas.

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 prevalente 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 legislação 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.

No futuro, poderemos decidir oferecer capital adicional para angariar 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 10.833/03, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Atualmente, a Companhia entende que ADSs não constituem propriedade localizada no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à tributação brasileira retida na fonte; no entanto, as Autoridades Tributárias brasileiras podem tentar determinar a jurisdição brasileira, com o pagamento de imposto de renda no Brasil no caso de Detentores Não Residentes.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Contexto histórico organizacional

A **Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade por ações de economia mista, e possui sede na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. A comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) mantém um site (<http://www.sec.gov>) que contém relatórios, declarações de procuração e informações e outras informações relacionadas a Companhias registradas, como nós, que protocolam informações eletronicamente na SEC. Nosso endereço na internet é <https://www.cemig.com.br>. As informações postadas em nosso website ou que possam ser acessadas por meio de nosso website não são parte integrante, nem estão anexadas ou incorporadas por referência a este Formulário 20-F.

A Cemig construiu suas três primeiras usinas hidrelétricas na década de 1950 e iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia em 1960. A Cemig foi constituída em 22 de maio de 1952. Ela foi constituída e é uma companhia existente de acordo com as leis do Brasil e do estado de Minas Gerais. Na década de 1970, a Cemig assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, comissionou a hidrelétrica de *São Simão* e avançou na transmissão de energia com a construção de 6.000 km de linhas de transmissão.

Na década de 1980, uma parceria entre a Cemig, a Eletrobrás 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. Naquela época, 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 de uma política específica de proteção ambiental. Essa nova unidade fomentou a pesquisa de fontes alternativas de energia, como geração eólica e solar, através de biomassa e de gás natural. Desde então, a Companhia tem focado seus projetos de pesquisa nessas fontes alternativas de energia.

Em 1986 foi incorporada a Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, uma Companhia de distribuição de gás natural, subsidiária da Cemig. No final da década de 1980, o negócio de distribuição de energia da Cemig detinha 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. Em nosso entendimento isso confirma nossa dedicação ao equilíbrio entre os pilares econômico, ambiental e social da sustentabilidade empresarial. No ano de 2001, as ADRs da Cemig representando suas ações preferenciais foram reclassificadas passando a integrar o Nível 2 na Bolsa de Valores de Nova York. Em 2004, devido a novas exigências legais e regulatórias, a Cemig transferiu suas operações para duas subsidiárias integrais: a Companhia de geração e transmissão de energia **Cemig Geração e Transmissão S.A.** ('Cemig GT') e a distribuidora de energia **Cemig Distribuição S.A.** ('Cemig D').

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, ampliamos nossa 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 brasileiro 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, no estado do Pará. A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas atividades totais e acrescentou 280 MW à capacidade total de geração da Light. Também

em 2011, a Cemig adquiriu uma participação majoritária na Renova Energia S.A. ("Renova"), que há mais de uma década atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs"), e parques eólicos. Em 2015, foi concluída a associação entre a Vale S.A. ('Vale') e a Cemig GT constituindo a Aliança Geração de Energia ('Aliança'). As duas empresas subscreveram ações emitidas pela Aliança que foram pagas através de participações detidas nos seguintes ativos de geração de energia: *Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga*; mais uma participação de 100% nas seguintes SPEs de geração eólica: Central Eólica Garrote Ltda., Central Eólica Santo Inácio III Ltda., Central Eólica Santo Inácio IV Ltda., Central Eólica São Raimundo Ltda., e Central Eólica São Raimundo Ltda. A Cemig GT venceu a concessão do Lote D no Leilão Aneel nº 012/2015, destinado à contratação para usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de sua Garantia Física de Energia e de Potência. O lote D é composto por 13 usinas que antes pertenciam à Cemig, e outras cinco usinas pertencentes a Furnas Centrais Elétricas S.A. ('Furnas'). A potência de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

Em 17 de julho de 2019, no âmbito da oferta pública de ações realizada pela Light, a Companhia alienou 33.333.333 de ações desta investida de sua titularidade ao preço de R\$ 18,75 por ação e no valor total de R\$ 625 milhões.

Em 22 de janeiro de 2021, a Companhia alienou 68.621.264 ações que detinha naquela investida, ao preço por ação de R\$ 20,00, no valor total de R\$ 1.372 milhões. A transação se insere no contexto de execução do Programa de desinvestimento da Companhia. Com a conclusão desta transação, a Cemig deixou de ser acionista da Light.

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig firmou um Contrato de Compra de Ações ("o Contrato") com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, incluindo os seguintes termos ("a Transação"): (i) venda de toda a participação da Cemig na Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial, (ii) cessão, para consideração, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$ 60 milhões, e (iii) um direito contingente de ganho (*earn-out*) para Cemig sujeito a determinados eventos futuros. A conclusão desta transação está sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes que são especificadas no Contrato, incluindo a aprovação prévia pelos organismos reguladores competentes, pelos credores detentores de garantias de ativos enumeradas no Plano de Recuperação Judicial da Renova, e por terceiros signatários de determinados contratos comerciais com a Empresa.

Em 5 de maio de 2022, a Cemig concluiu a venda de toda a sua participação na capital social da Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial – bem como a cessão, onerosa, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$ 60 milhões, com direito a receber um ganho sujeito a determinados eventos futuros, conforme previsto no Contrato de Compra de Ações assinado com AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia em 11 de novembro de 2021.

Aumento de capital em 2022

Considerando que em 31 de dezembro de 2021 as Reservas de lucros, com exclusão das Reservas de incentivos fiscais, ultrapassavam o capital social em R\$ 1.523 milhões, a Assembleia Geral Anual de Acionistas aprovou em 29 de abril de 2022 a proposta da Administração de aumento do capital social registrado para R\$ 11.007 milhões, de acordo com o Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações, por meio da emissão de novas ações via dividendos em ações disponíveis apenas para os 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\$ 2.540 milhões por meio da emissão de 508.008.620 novas ações (169.810.990 ações ordinárias nominais e 338.197.630 ações preferenciais nominais) cada uma com valor nominal de R\$ 5,00, tanto para as ações ordinárias quanto para as preferenciais.
- As novas ações têm os mesmos direitos das ações de mesma classe, inclusive direitos relacionados a dividendos e/ou distribuições que possam ser declarados pela Companhia.

Aumento de capital em 2021

Considerando que em 31 de dezembro de 2020 as reservas de lucros, com exclusão das reservas de incentivos fiscais, ultrapassavam o capital social em R\$ 1.529 milhões, a Assembleia Geral Anual de Acionistas aprovou em 30 de abril de 2021 a proposta da Administração de aumento do capital social registrado para R\$ 8.467 milhões, de acordo com o Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações, por meio da emissão de novas ações via dividendos em ações disponíveis apenas para os acionistas existentes da Companhia, com os seguintes termos e condições (o 'Aumento de Capital'):

- Valor do Aumento de Capital por meio de bonificação em ações: R\$ 873 milhões por meio da emissão de 174.609.467 novas ações (58.366.345 ações ordinárias nominais e 116.243.122 ações preferenciais nominais) cada uma com valor nominal de R\$ 5,00, tanto para as ações ordinárias quanto para as preferenciais.
- As novas ações têm os mesmos direitos das ações de mesma classe, inclusive direitos relacionados a dividendos e/ou distribuições que possam ser anunciados pela Companhia.

Leilão das antigas concessões de geração da Cemig GT, e Indenizações

As concessões das usinas hidrelétricas de Jaguará, 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 *Jaguará, 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 12.783/13.

Como parte da decisão judicial, em março de 2017 as liminares que mantiveram a Cemig GT de posse e operação das concessões das usinas de Jaguará 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 12.783/13 (o 'Regime de Cotas'). Conforme estipulado na Portaria 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, Jaguará e Miranda*, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal licitou as concessões para as usinas de *São Simão, Jaguará, 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 *Jaguará* e Usina *Miranda*: até 28 de dezembro de 2017;
- Usina *São Simão*: até 09 de maio de 2018.

Em 3 de agosto de 2017, a Portaria 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 de setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente. Os valores foram ajustados pela taxa básica brasileira (Selic) para títulos federais, e o ajuste

total reconhecido em 2018 como uma receita operacional foi de R\$ 55 milhões. 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 291/2017 do MME. O valor total recebido foi de R\$ 1.139 milhões. Em 31 de dezembro de 2020, 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.

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

A seguir estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias, controladas em conjunto e coligadas da Cemig durante os exercícios de 2021, 2020 e 2019 (agregados por negócio):

RENOVA GROUP

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou, por R\$ 1,00, a totalidade de suas ações na controlada em conjunto Renova, equivalentes no total a 17,17% do capital social da Companhia, para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, a saber 7.163.074 ações e 98 ações preferenciais. Adicionalmente, a LightCom Comercializadora de Energia S.A. firmou um Contrato de Cessão Onerosa por meio do qual cedeu todos os créditos detidos contra a Renova para o CG I. Com o decurso do prazo previsto no Acordo de Acionistas da Renova, a controlada Cemig GT não exerceu o seu direito de preferência nem o seu direito de venda conjunta e, portanto, não houve mudança em sua participação acionária direta na Renova. Em 31 de dezembro de 2021, esse investimento é classificado como ativo mantido para venda.

Requerimento pela Renova de Plano de Recuperação Judicial

Em 16 de outubro de 2019, a segundo Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Estado de São Paulo deferiu o pedido de recuperação judicial apresentado pela Renova, e pelas demais empresas do grupo ('Grupo Renova'), e determinou, entre outras medidas, o seguinte: (i) Indicação de empresa independente para exercer a função de administrador judicial; (ii) Suspensão das ações e execuções contra as empresas do Grupo Renova por 180 dias, nos termos do Artigo 6º da Lei 11.101/2005; (iii) Prestação de contas até o dia 30 de cada mês, enquanto prossegue o processo de recuperação judicial, sob pena de destituição dos acionistas controladores das sociedades do Grupo Renova e sua substituição por um administrador, nos termos do art. 52, IV, do Lei 11.101/2005; (iv) Dispensa de apresentação de certidões negativas de débitos fiscais para que as empresas do Grupo Renova possam continuar exercendo as suas atividades; e (v) Ordem de publicação de lista de credores, com prazo de 15 dias para apresentação de ressalvas e/ou divergências de créditos em relação à recuperação judicial.

Em 18 de dezembro de 2020, os Planos de Recuperação Judicial ajuizados pela Renova foram aprovados pela assembleia geral de credores (AGC). Nesse sentido, os planos descrevem detalhadamente as formas de recuperação, detalham o empréstimo-ponte DIP, identificam as Unidades Produtivas Isoladas (UPIs) e especificam o procedimento para a destinação e alocação de recursos. Para mais detalhes relacionados aos planos de recuperação judicial, consulte o *Item 3. Fatores de Risco* e a Nota 16 de nossas Demonstrações Financeiras.

Em 2021, em conformidade com os seus Planos de Recuperação Judicial, a Renova vendeu os ativos e direitos da Fase B do Complexo de Energia Eólica Alto Sertão III (R\$ 59,8 milhões), e as participações no capital social da Brasil PCH S.A. (R\$ 1,1 bilhões). Em março de 2022, a Renova vendeu seus direitos e ativos em Enerbrás (R\$ 265,8 milhões).

Além disso, o Conselho de Administração da Renova aprovou a ratificação do aumento correspondente ao montante dos créditos a capitalizar nos termos do Plano de Recuperação Judicial, o montante aproximado de R\$ 380 milhões sendo convertido em capital próprio na Renova, até 31 de dezembro de 2021, reduzindo o endividamento da Renova e das suas subsidiárias. A fase A do complexo eólico Alto Sertão III é o principal projeto em desenvolvimento da Renova e uma das principais razões relacionadas ao sucesso do Plano de Recuperação Judicial. Durante a Fase A, em dezembro de 2021, os primeiros sete aerogeradores da Fazenda Eólica Abil iniciaram as operações de teste, com capacidade instalada agregada de 21 MW. Os trabalhos da Fase A do complexo Alto Sertão III estão atualmente concluídos em cerca de 92,5%.

Considerando a inexistência de quaisquer obrigações legais ou construtivas para com a investida, a Companhia concluiu que a recuperação judicial proposta pela Renova não tem impactos adicionais nas suas demonstrações financeiras.

LIGHT

Desinvestimento da Light

Em 17 de julho de 2019, a Light anunciou o encerramento da oferta pública primária e secundária de ações ordinárias, nominativas e escriturais de emissão da Light, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer encargos ou gravames. Na oferta, foram emitidas (i) 100.000.000 (cem milhões) de novas ações emitidas da Light, após um aumento do capital social da Light, e (ii) foram alienadas 33.333.333 (trinta e três milhões, trezentos e trinta e três mil, trezentas e trinta e três) ações detidas pela Cemig, ao 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, conseqüentemente, a sua capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Dessa forma, a partir daquela data, a Companhia não detinha mais poderes que lhe conferissem o controle desta investida. De acordo com a IFRS 10 – *Demonstrações financeiras consolidadas*, a investida não era mais considerada uma subsidiária e, portanto, deixou de ser consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia.

Em 22 de janeiro de 2021, na oferta pública de ações ordinárias da Light, a Cemig vendeu a totalidade de sua participação remanescente na Light por R\$ 20,00 (vinte Reais) por ação, por um total de R\$ 1.372 milhões. Com a conclusão desta transação, a Cemig deixou de ser acionista 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%. O preço pago ao vendedor pela Taesa pela aquisição foi de R\$ 18.024 milhões.

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

Em 13 de março de 2020, a Taesa concluiu a aquisição de 100% das ações da Rialma. O ativo, localizado no estado do Rio Grande do Norte, interligado a uma das subestações da Taesa – a subestação Lagoa Nova, da Paraíso Açu Transmissora de Energia SA – proporcionará vantagens operacionais na manutenção do novo ativo, e conseqüentemente contribuirá para o plano de crescimento da Taesa e para sua consolidação no setor de transmissão do Brasil. A Rialma compreende a linha de transmissão LT Lagoa Nova II – Currais Novos II, tensão 230 kV, circuito duplo, com extensão de 28 quilômetros e Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 12,6 milhões (ciclo 2019-2020).

O preço pago pela Taesa ao vendedor pela aquisição foi de R\$ 60.482 milhões, sujeito a ajustes positivos ou negativos decorrentes da variação entre a dívida líquida e o capital de giro no período entre a data-base e a data do fechamento, bem como outros ajustes posteriores ao fechamento.

Taesa – Encerramento do processo de leilão da Eletrobras

Em 15 de janeiro de 2019, a Taesa foi informada sobre o encerramento formal do processo do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente aos lotes L, N e P, para os quais apresentou a oferta mínima. Por meio de notificação, a Comissão de Alienação do Leilão Eletrobras nº 01/2018 declarou que, em 14 de janeiro de 2019, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou por unanimidade, sem reservas, a ratificação do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente ao Lote L (Brasnorte), Lote L (Brasnorte) e Lote N (Etau). Em relação ao Lote P ('Centroeste'), a Cemig, que já era acionista juntamente com a Eletrobras, exerceu seu direito de preferência, conforme detalhado 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 o pagamento de R\$ 75,6 milhões e da Transmineiras com o pagamento de R\$ 77,5 milhões.

Taesa – aquisição de quatro ativos operacionais de transmissão

Em 3 de janeiro de 2019, uma 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 da SJT e da SPT pelo valor ajustado de R\$753,2 milhões. As aquisições da TMT e VSB foram canceladas por falta de anuência dos credores.

Em 1º de setembro de 2021, a Taesa anunciou que entregou o projeto Janaúba Transmissora de Energia Elétrica, 100% controlado pela Companhia, referente ao lote 17 do leilão de transmissão nº 01/2015 (parte 2), realizado em outubro de 2016. Dessa forma, a concessão da Janaúba tornou-se comercialmente operacional, gerando mais R\$ 213,6 milhões de Receita Anual Permitida (RAP) para a Companhia. O projeto foi concluído aproximadamente 6 meses antes do prazo exigido pela Aneel em 9 de fevereiro de 2022 e obteve uma economia de aproximadamente 18% em relação ao capex estipulado pela Aneel, resultando em um investimento total de R\$ 950 milhões. É importante observar que Janaúba é o maior projeto greenfield de Taesa entregue até o momento, com extensão de 542 km de linhas localizadas entre os estados de Minas Gerais e Bahia.

Em 17 de dezembro de 2021, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 1 do Leilão de Transmissão no nº 02/2021, promovido nessa data pela Aneel: O projeto gerará um montante adicional de R\$ 129,9 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto oferecido de 47,76%. O Lote 1 é composto por 363 km de linhas de transmissão, localizadas nos estados de São Paulo e Paraná, com previsão de investimento de R\$ 1.750.054 milhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 60 meses. Este lote tem sinergias importantes. Tem a vantagem da estrutura operacional e de manutenção existente da Taesa, além das eficiências em capex esperadas e da entrega antecipada de projetos, como normalmente realizada pela Taesa.

CEMIG SIM

Lançamento da Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM

Em 08 de outubro de 2019, foi lançada a Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM. Ela compreende as atividades da Efficientia e da Cemig Geração Distribuída – Cemig GD. O estatuto social da Efficientia foi alterado para se adequar ao novo objeto da Cemig SIM e à alteração da razão social. Em 19 de outubro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária – AGE da Companhia a fusão da Geração Distribuída, a Cemig GD tem integral, pelo valor patrimonial contábil 2017 e a consequente extinção da investida e sucessão, pela Companhia, em do todos os seus direitos e PASSIVO. A proposta é que a Cemig SIM atue, neste primeiro momento, nos seguintes segmentos, entre outros: Geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos PEE) e gestão do fornecimento e armazenamento.

Em 25 de novembro de 2020, a Cemig SIM – subsidiária integral da Companhia – adquiriu por R\$ 55 milhões 49% de participação em sete sociedades de propósito específico que operam em geração solar fotovoltaica para o mercado de geração distribuída, com capacidade instalada total de 29,45MWp. Em 19 de agosto e 30 de setembro de 2020 essa subsidiária integral havia adquirido 49% de participação em duas outras SPEs operando no mesmo segmento de mercado, nos valores de R\$ 8 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente, com potência instalada total de 11,62MWp.

Em 2021, as vendas da Cemig SIM atingiram crescimento de 107%, totalizando 8.199 MWh/mês, gerados por onze usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia*). Em 2021 de dezembro a Cemig SIM tinha 4.752 clientes.

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 milhões.

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 passou a ser subsidiária integral da Companhia por meio da aquisição da participação societária remanescente de 49% detida pela Eletrobras.

A Centroeste opera em construção, implantação, operação e manutenção das instalações da linha de transmissão Furnas–Pimenta, parte da rede elétrica nacional.

O valor pago à vista é de R\$ 45 milhões, que foi o preço do Edital, ajustado pela variação acumulada da taxa Selic até a data da conclusão da operação e ajustado pelos dividendos e/ou juros sobre capital próprio pagos ou declarado pela Centroeste em favor da Eletrobras no período.

Anteriormente à aquisição acima e em 31 de dezembro de 2019, a Companhia detinha 51% do capital da investida, não controlando a entidade, em conformidade com seu acordo de acionistas, portanto, os investimentos na Centroeste estavam registrados pelo método de equivalência patrimonial. Para maiores informações, veja Nota 16 – *Investimentos* das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

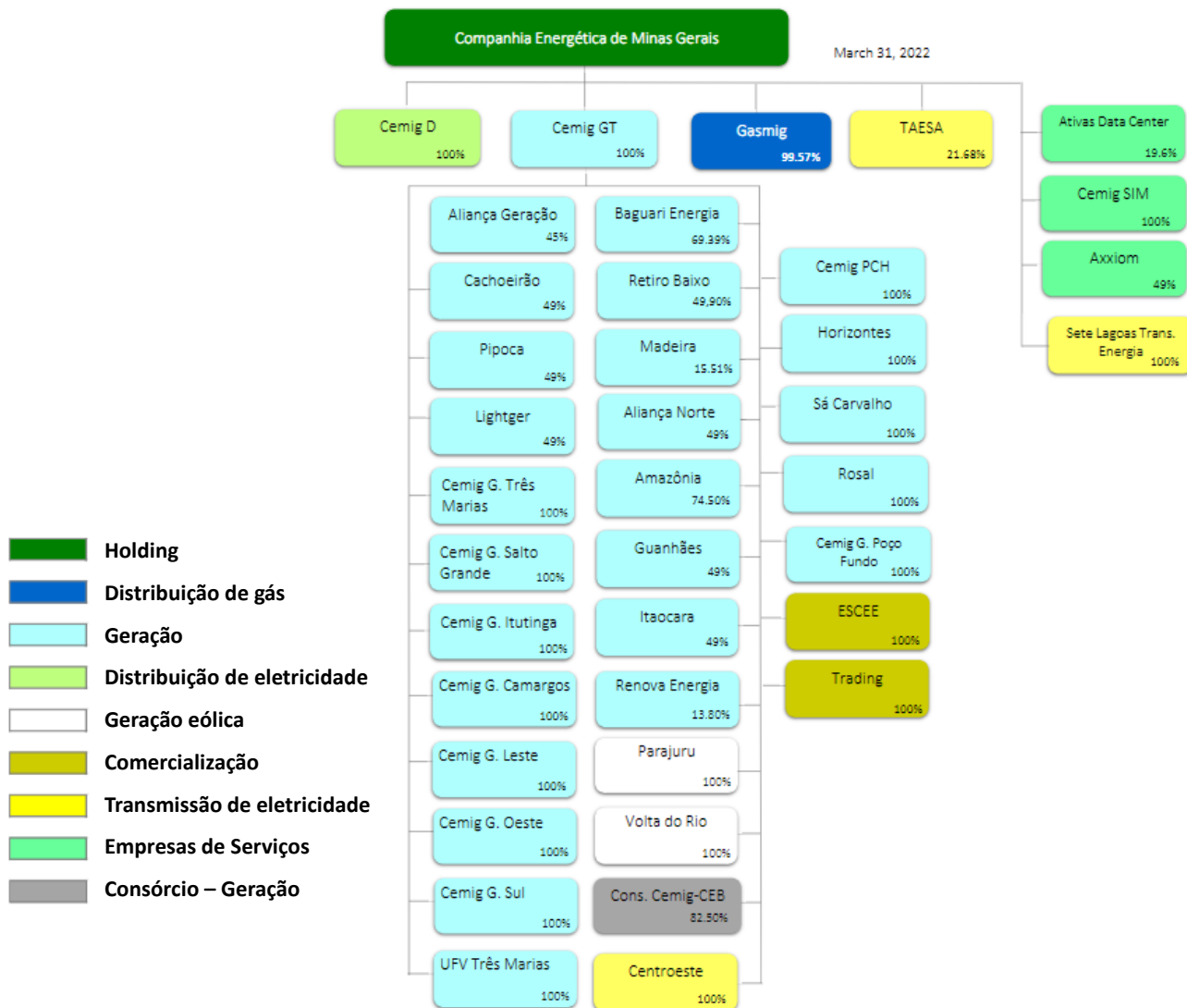
Sete Lagoas Transmissora de Energia

Em 23 de dezembro de 2021, a Cemig concluiu a aquisição de todos as participações detidas pela Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. e Cobra Instalaciones y Servicios S.A. em Sete Lagoas Transmissora de Energia S.A. (SLTE), tornando-se o detentor de 100% dessa empresa. O valor Pago pela Cemig foi de R\$ 48 milhões.

A SLTE adquiriu a concessão do Lote H no Leilão de Transmissão da Aneel 008/2010, para construção e operação da subestação Sete Lagoas 4, na cidade de Sete Lagoas, Minas Gerais. A subestação Sete Lagoas 4 começou a funcionar em junho de 2014, e seu contrato de concessão expira em junho de 2041.

Os ativos da SLTE compreendem a subestação de Sete Lagoas 4, que acessa a rede nacional através da linha de transmissão de 345kV Neves 1 – Três Marias, propriedade da própria Cemig GT. A administração da Cemig acredita que há sinergias significativas que beneficiarão a Cemig GT (Geração e Transmissão) e a Cemig D (Distribuição).

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



* A partir de 31 de março de 2022, a única mudança em nossas principais subsidiárias e coligadas de 31 de dezembro de 2021 a 31 de março de 2022 foi a alteração do estatuto da Cemig Participações Minoritárias S.A. – CemigPar, empresa não operativa, mudando a razão social para a UFV Três Marias S.A., e alterando os objetos para poder incorporar os ativos da central fotovoltaica instalada em Três Marias.

As principais subsidiárias, controladas e empresas controladas em conjunto da Cemig 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.
- SPEs do lote D – 100% de participação: Cemig Geração Camargos S.A., Cemig Geração Itutinga S.A., Cemig Geração Leste S.A., Cemig Geração Oeste S.A., Cemig Geração Salto Grande S.A., Cemig Geração Sul S.A. e Cemig Geração Três Marias S.A. O Lote D é composto por 13 usinas, anteriormente pertencentes à Cemig, e mais 5 usinas, que pertenciam a outras empresas. A potência total de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.
- SPEs – Energia Eólica – participação de 100%: Central Eólica Praias de Parajuru S.A. e Central Eólica Volta do Rio S.A., parques eólicos com 47 turbinas aerogeradoras com 71,20 MW.
- Cemig SIM – participação de 100%: geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e gestão de fornecimento e armazenamento.
- Centroeste – participação de 100%: atua na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão da linha de transmissão Furnas–Pimenta – parte integrante da rede elétrica nacional.
- 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, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia em 17 estados do Brasil e no Distrito Federal.
- Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança') – controlada em conjunto, com participação direta de 45% do capital social e votante. Sociedade de capital fechado, e atua como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia.
- Investimento na usina de *Belo Monte* através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte. A Amazônia Energia S.A. e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. ("NESA"), sociedade titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. Através das controladas em conjunto mencionadas acima, Cemig GT tem participação indireta na Nesa de 11,69%. 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 megawatts (MW). A Usina Hidrelétrica de *Belo Monte* é a maior hidrelétrica 100% brasileira 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., usina hidrelétrica no rio Madeira, no estado de Rondônia, com capacidade instalada de 3.568 megawatts (MW). A Cemig GT detém 17,91% do capital total da Mesa.

O Plano Estratégico de Longo Prazo

A estratégia de longo prazo e o plano de negócios plurianual, revisados e aprovados 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.

Em 2021, o Conselho de Administração aprovou a revisão do plano estratégico para o período 2021–2030. As principais diretrizes e orientações incluem:

- Transformar a experiência do cliente para se tornar uma das empresas líderes em satisfação do cliente.
- Executar o programa de desinvestimento de ativos não-core, ativos que não trazem retorno, ativos com participações pouco relevantes e ativos com liquidez, para alavancar novos investimentos.
- Investir para modernizar os negócios principais, expandir as operações e desenvolver uma nova linha de negócios para o futuro, criando um nível superior de valor.
- Redesenhar e digitalizar processos internos, bem como interações com o cliente.
- Assegurar eficiência operacional dos negócios.
- Assegurar competências, aumentar produtividade e otimizar custos de pessoal.
- Assegurar Saúde e Segurança como um valor.
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para os negócios.
- Atender os requisitos regulatórios.
- Reforçar as práticas de meio ambiente, sociais e de governança ('ESG').

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, em milhões de Reais, foram os seguintes:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2021	2020	2019
Rede de distribuição (1)	1.553	1.319	986
Geração de energia	157	58	26
Rede de transmissão (2)	242	153	223
Outros	118	68	68
Total dos investimentos de capital (3)	2.069	1.599	1.303

(1) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão de R\$ 15 milhões em 2021, R\$ 33 milhões em 2020 e R\$ 23 milhões em 2019.

(2) Inclui adições em ativos contratuais de transmissão de R\$ 183 milhões em 2021, R\$ 147 milhões em 2020 e R\$ 220 milhões em 2019.

(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 2022, planejamos realizar investimentos de capital no valor de aproximadamente R\$ 3.679 milhões, correspondentes aos nossos programas básico e de expansão. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão dos nossos sistemas de distribuição, geração e transmissão. Também destinaremos R\$ 122 milhões para aportes em subsidiárias em 2022, visando atender necessidades de capital específicas. Os valores previstos para 2022 não incluem investimentos em aquisições, e outros projetos, que não são remunerados pelo Poder Concedente – que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela Aneel. Esperamos financiar nossos investimentos de capital em 2022 principalmente com recursos do fluxo de caixa das operações e, em menor grau, por meio de financiamentos.

Visão Geral do Negócio

Geral

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

CEMIG

Atuamos nas operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia em 2021 totalizou 84.716 GWh, um aumento de 2,6% em relação a 2020 (82.552 GWh), que por sua vez representou um aumento de 3,3% em relação a 2019 (81.992 GWh). A quantidade de energia que produzimos em 2021 totalizou 5.169 GWh, ou 43,1% menos que em 2020 (9.080 GWh), e 23,5% menos que em 2019 (6.756 GWh). A quantidade de energia comprada por nós em 2021 foi de 79.547 GWh – 8,3% a mais que os 73.471 GWh comprados em 2020, e 5,7% a mais que em 2019 (75.237 GWh). Esses números incluem 5.580 GWh comprados da Itaipu em 2021; 5.835 GWh comprados da Itaipu em 2020; e 5.659 GWh comprados da Itaipu em 2019. Através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ('CCEE') e de outras empresas, adquirimos 73.917 GWh em 2021, 67.601 GWh em 2020 e 69.577 GWh em 2019.

A energia comercializada em 2021 foi de 84.716 GWh, um aumento de 2,6% em relação à comercializada em 2020; e 54% dessa quantidade (46.120 GWh) foi vendida aos consumidores finais, cativos e livres. O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2021 foi de 6.717 GWh, o que corresponde a 7,9% dos recursos totais, e 4,2% a menos que a perda de 7.012 GWh em 2020. 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)	2021	2020	2019
FONTES	84.716	82.552	81.993
Energia gerada pela Cemig	3.633	7.132	5.533
Energia gerada pela Sá Carvalho.....	326	420	295
Energia gerada pela Horizontes.....	51	53	48
Energia gerada pela Cemig PCH.....	74	75	96
Energia gerada pela Rosal Energia.....	338	389	192
Energia gerada pelas SPEs.....	731	1.011	592
Energia gerada pelo Poço Fundo.....	16	–	–
Energia comprada da Itaipu.....	5.580	5.835	5.659
Energia comprada na CCEE e de outras empresas.....	73.967	67.637	69.577
REQUISITOS	84.716	82.552	81.993
Energia entregue a clientes finais.....	46.120	39.026	42.397
Energia entregue pela Sá Carvalho.....	472	522	472
Energia entregue pela Horizontes.....	87	85	89
Energia entregue pela Cemig PCH.....	120	121	121
Energia entregue pela Rosal Energia.....	214	249	213
Energia entregue pelas SPEs.....	1.111	940	706
Energia entregue pelo Poço Fundo.....	11	–	–
Energia entregue à CCEE e outras empresas.....	29.864	34.597	30.441
Perdas (1).....	6.717	7.012	7.554

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (94 GWh em 2021) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

O negócio de geração de energia elétrica consiste na geração de energia a partir de fontes renováveis de energia (água, vento, sol e biomassa).

Em 31 de dezembro de 2021, fomos o quinto maior grupo de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. Naquela data estávamos gerando energia em mais de 70 centrais elétricas, sendo Pequenas Centrais Hidrelétricas ('PCHs'), e Usinas Hidrelétricas de Energia ('UHEs'), eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 5.700 MW, com usinas em nove estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (98% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por termelétricas e parques eólicos.

Nossas cinco principais usinas representaram mais de 69% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2022:

Ranking (capacidade instalada)	Usina de Geração de Energia	Participação das Empresas do Grupo Cemig	Grupo restrito / irrestrito	Capacidade instalada (MW)*	Início da Operação Comercial Operações	Fim da Autorização de Concessão	Tipo de usina	Participação da Cemig
1º	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	1.313	2016	26/08/2045	UHE	11,69%
2º	Emborcação	Cemig GT	Restrito	1.192	1982	23/07/2025	UHE	100,00%
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	100,00%
5º	Irapé	Cemig GT	Restrito	399	2006	28/02/2035	UHE	100,00%
Subtotal (5 maiores)				3.967				
Total (todas as usinas):				5.755				

(*) A capacidade instalada apresentada se refere à participação da Cemig.

Transmissão

O negócio de transmissão consiste em transportar energia das instalações onde é gerada para pontos de consumo, redes de distribuição e Clientes Livres. Sua receita depende diretamente da disponibilidade de seus ativos. A rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia e subestações com nível de tensão igual ou superior a 230kV, e integra a rede nacional brasileira, regulamentada pela Aneel e operada pelo ONS. Veja a seção *O setor elétrico brasileiro*.

No dia 31 de dezembro de 2021, a Cemig GT e outras redes de transmissão da Cemig possuíam aproximadamente 7.160 km de linhas, conforme segue:

Classificação	Cemig GT e outras redes de transmissão da Cemig (km)	
	Cemig GT	Outras Empresas do Grupo Cemig (1)
Linhas de >525 kV	–	70
Linhas de 500 kV	1.355	799
Linhas de 440 kV	–	68
Linhas de 345 kV	1.230	67
Linhas de 230 kV	483	377
Linhas de 220 kV	–	–
Total	3.068	1.381

(1) Proporcional à participação da Cemig na concessão em questão.

Distribuição

Dentro do Grupo Cemig, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a Cemig Distribuição ('Cemig D').

A Cemig D possui cinco contratos de concessão para serviço público 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, 567.477 km², ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. No dia 31 de dezembro de 2021, o sistema de energia da Cemig D compreendia 545.706 km de redes de distribuição, por meio das quais forneceu 24.374 GWh para 8.882.293 clientes regulados e transportou 22.183 GWh para 2.260 Clientes Livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 46.557 GWh, sendo 47,3% fornecidos aos clientes industriais regulados e livres, 12,2% a clientes comerciais regulados e livres, 24,0% a clientes residenciais regulados e 16,6% a outros clientes regulados e livres.

Outros negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também operamos nos seguintes negócios: (i) geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos da P.E.E.), gestão de fornecimento e armazenamento, por meio de nossa subsidiária Cemig Soluções Inteligentes em Energia (Cemig SIM); (ii) venda e comercialização de energia, por meio da estruturação e intermediação de operações de compra e venda, comercializando energia no Mercado Livre, por meio de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.; (iii) aquisição, transporte e distribuição de gás e seus subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig); (iv) soluções em nuvem, infraestrutura de TI, serviços de gestão de TI e cibersegurança por meio da Ativas Data Center; e (v) sistemas de tecnologia e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos (incluindo empresas de energia, gás, água e esgoto e demais empresas de serviços públicos), por meio da Axiom 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	2021	2020	2019
Vendas de energia para clientes finais	26.651	23.018	24.052
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias	2.968	3.414	2.876
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e outros componentes financeiros	2.146	455	58
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização	1.317	266	–
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	3.448	3.022	2.722
Receita de manutenção e operação de transmissão	355	280	352
Receita de juros decorrente do componente de financiamento no ativo do contrato de transmissão	660	438	328
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	54	16	18
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	523	347	318
Receitas de construção	2.104	1.637	1.292
Transações com energia na CCEE	1.157	154	432
Mecanismo da venda de excedentes	453	234	–
Fornecimento de gás	3.470	2.011	2.298
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(70)	(51)	(58)
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	154	–	1.428
Outras	1.935	1.709	1.721

<u>Exercício findo em 31 de dezembro de</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Impostos e encargos incidentes sobre a receita.....	(13.679)	(11.722)	(12.351)
Total das receitas líquidas.....	33.646	25.228	25.486

Geração e Comércio de Energia

Visão geral

Em 31 de dezembro de 2021, as cinco principais usinas da Cemig representavam mais de 69% de sua capacidade instalada de geração de energia.

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, no Estado de Minas Gerais e em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- Outros agentes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre;
- Distribuidores, no Mercado Regulado; e
- CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do Grupo Cemig).

O volume total de transações de energia em 2021 foi de 84.716 GWh, um aumento de 2,6% em comparação aos 82.552 GWh em 2020.

Ativos de geração

Na data deste relatório anual, as subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas da Cemig operam 65 usinas hidrelétricas, totalizando 5.662,10 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 seguir estão empresas nas quais a Cemig GT detém 100% do capital:

- 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 incorporou essas empresas em 2016 para deter os contratos de concessão de 18 usinas hidrelétricas obtidos com a vitória no leilão do ano anterior. A capacidade instalada de geração agregada no portfólio total 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 de *Salto do Voltão* e *Salto do Passo Velho*, no estado de Santa Catarina.
- Rosal Energia S.A. – Concessionária operando através da Usina Hidrelétrica *Rosal*, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.
- Sá Carvalho S.A. – Produção e comercialização de energia como concessionária do serviço público de energia, através da Usina Hidrelétrica *Sá Carvalho*.
- Cemig Geração Poço Fundo S.A. – Produtor independente de energia, operando a pequena central hidroelétrica Poço Fundo, no estado de Minas Gerais, cujos ativos foram transferidos para a Cemig GT.

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 constituem o Complexo Eólico *Santo Inácio* no nordeste do Brasil. A companhia possui capacidade instalada hídrica de 1.257 MW em operação, e será responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia.

- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – Em conjunto com a Vale (51%), detém 9% de participação da Norte Energia S.A., titular da concessão para operação da usina hidrelétrica *Belo Monte*, correspondente a uma participação indireta de 4,41% e representando uma capacidade instalada de 495 MW.
- Amazônia Energia Participações S.A. (49% do capital votante, 74,5% do capital total) – Em conjunto com a Light (dona de 25,5%), detém 9,77% da Norte Energia S.A., representando uma capacidade instalada para Cemig GT de 818 MW.
- Renova (27,22% do capital votante, 13,80% do capital total) – classificada como ativo não corrente mantido para venda – Em 31 de dezembro de 2021, a Renova detinha contratos de suprimento para 627.8 MW de capacidade de geração, sendo que 190.5 MW já estavam em operação comercial.
- Baguari Energia S.A. (69,39%) – Opera a Usina Hidrelétrica de *Baguari* através do Consórcio de Hidrelétricas de Baguari, juntamente com Furnas Centrais Elétricas S.A. (30,61%). A Baguari Energia S.A. possui 49% da usina em parceria com a Neoenergia, que detém o 51% restantes, por meio da Baguari I Geração de Energia Elétrica.
- Retiro Baixo Energética S.A. (49,9%) – Detém a concessão para a exploração da Usina Hidrelétrica *Retiro Baixo*, localizada no baixo curso do rio Paraopeba, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 82 MW e energia assegurada de 36,6 MW.
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produtora independente de energia, operando a PCH *Cachoeirão*, em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética.
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – Produção independente de energia elétrica que construiu e opera a PCH *Pipoca*, localizada no rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema, no 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 e operar a PCH *Paracambi*, no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, no Estado do Rio de Janeiro. Os 51% restantes são controlados pela Light.
- Guanhães Energia S.A. (49%) – Controlada em conjunto, com 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. opera e explora essas quatro PCHs. Três delas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dores de Guanhães; a Fortuna II está nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todas no Estado de Minas Gerais. Em julho de 2021, o projeto atingiu sua capacidade instalada agregada de 44 MW;
- Madeira Energia S.A. ou Mesa (9,86%) – 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 8,05% e realiza-se através das seguintes empresas: SAAG, FIP Melbourne (33,12%), Parma (56,75%) and FIP Malbec (49,92%).
- Usina Hidrelétrica *Queimado* – A Cemig GT detém 82,5% de participação, e a sua parceira no 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.

Foram criados os seguintes consórcios para desenvolver projetos futuros:

- Consórcio Tapajós – Foi criado para desenvolver estudos de viabilidade técnica e ambiental de usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós. Os estudos técnicos já foram finalizados e enviados à Aneel para serem examinados e os estudos ambientais dependem de determinadas licenças para serem concluídos. Em dezembro de 2020, por falta de previsibilidade de processo licitatório a ser conduzido pela Aneel, a Cemig GT formalizou sua saída do Consórcio.

- Usina Hidrelétrica *Davinópolis* (49%) – Consórcio formado com a Neoenergia (51%) para estudar a viabilidade de construção de um projeto hidrelétrico. Devido à imprevisibilidade de se o Leilão da Aneel será realizado, a inviabilidade econômica e financeira do projeto com dados previamente coletados, a Neoenergia e a Cemig GT cessaram o consórcio em julho de 2021.

Parques eólicos

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

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

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

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

Renova (27,22% do capital votante e 13,80% do capital total) (classificada como ativo não corrente mantido para venda) – Fase A do Complexo Eólico Alto Sertão III, atualmente em implantação com aproximadamente 92,5% concluídos, será composto por 26 parques eólicos localizados no estado da Bahia com capacidade de geração de 432,6 MW.

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. Existem também dois projetos em construção: Projeto Eólico Acauã e Central Eólica Gravier. Este último está localizado no estado do Ceará, terá uma capacidade instalada total de 71,4 MW e seu início de operação comercial está previsto para o começo de 2022. O primeiro é composto pelos parques eólicos *Acauã I*, *Acauã II* e *Acauã III*, localizados no estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total de 109,2 MW. O início da operação comercial também está previsto para 2023.

Expansão da capacidade de geração

Poço Fundo

Em 5 de fevereiro de 2019, a agência reguladora do setor de energia do Brasil, a Aneel, aprovou a expansão da capacidade instalada de *Poço Fundo*, uma Pequena Central Hidrelétrica localizada no rio Machado, no estado de Minas Gerais, de 9,16 MW para 30 MW. Além disso, a concessão foi prorrogada até 29 de maio de 2045. Após a conclusão da expansão, a usina será composta por duas unidades geradoras de 15 MW cada.

Em 6 de janeiro de 2020, as obras de expansão foram iniciadas e a entrada em operação comercial de sua primeira unidade de geração está prevista para o primeiro semestre de 2022.

Três Marias GD

Em 20 de dezembro de 2021, foi iniciada a operação da central fotovoltaica Três Marias Geração Distribuída. Esta é a segunda central solar projetada e construída pela Cemig GT. O montante do investimento foi de R\$ 12 milhões. Este empreendimento gera 3,4 MWp e está localizada perto da Usina Hidro UHE Três Marias.

Outros projetos Greenfield

A Empresa tem desenvolvido outros projetos *greenfield* alinhados com o seu planejamento estratégico. Os seguintes projetos estão em fase de seleção de um vendedor e da definição dos acordos:

- PV Boa Esperança (107 MWp)
- PV Jusante PV (87 MWp)
- PV Três Marias Flutuante (76 MWp)

A Cemig GT continua a desenvolver projetos eólicos e de pequenas hidrelétricas. O objetivo é aumentar o poder de geração em até 1 GW, com investimentos de R\$ 4,5 bilhões, até 2025, a fim de cumprir os planos estratégicos.

CEMIG SIM

A Cemig SIM, subsidiária integral da Cemig que opera em geração distribuída e soluções de energia, investiu cerca de R\$ 87,2 milhões nos seus primeiros dois anos de atividade (2020 e 2021), na aquisição de participações de 49% em onze usinas fotovoltaicas. Atualmente a Cemig SIM atingiu 3.495 clientes nos segmentos comercial e industrial de baixa tensão, que consomem 8,2 GWh mensais.

Em 2022 a Cemig SIM pretende investir R\$ 440 milhões nos segmentos comercial, residencial e industrial.

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 as empresas de transmissão para disponibilizar o uso de seus equipamentos básicos de rede de transmissão. Veja a seção "O setor elétrico brasileiro" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

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

Tensão das linhas de transmissão	Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro de:		
	2021	2020	2019
500 kV	1.355	1.355	1.355
345 kV	1.230	1.230	1.231
230 kV	483	477	478
Total	3.068	3.062	3.064

Subestações	Capacidade de transformação (1) das subestações de transmissão em 31 de dezembro de:		
	2021	2020	2019
Número de subestações de transmissão (2)	39	39	38
MVA	18.613,15	18.854,65	18104,65

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

(2) As subestações compartilhadas não estão incluídas.

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

Tensão das linhas de transmissão	Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro,		
	2021	2020	2019
>525 kV	113	113	95
500 kV	1.286	1.191	1.102
440 kV	109	109	109
345 kV	108	108	108
230 kV	607	591	494
Total	2.223	2.112	1.908

Ativos de transmissão

Linha de transmissão (LT) Furnas–Pimenta (Companhia de Transmissão Centroeste de Minas – Centroeste): Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela Cemig, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 62,8 km, conecta a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. A operação comercial teve início em março de 2010 e a concessão expira em março de 2035. Em 13 de janeiro de 2020, a Companhia concluiu a aquisição de 49% do capital social detido pela Eletrobras na Centroeste, passando a ser desde então a única proprietária da investida.

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa é uma empresa privada controlada em conjunto pela Cemig, que detém 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 a principal participação que temos em uma companhia de transmissão no setor de energia do Brasil.

Em 23 de dezembro de 2021, a Cemig concluiu aquisição da totalidade das participações detidas pela Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. e Cobra Instalaciones y Servicios S.A. em Sete Lagoas Transmissora de Energia S.A. (SLTE), tornando-se o detentor de 100% de ações dessa empresa. O valor desembolsado pela Cemig foi de R\$ 48 milhões.

A SLTE adquiriu a concessão para Lote H do Leilão Aneel 008/2010, para construção e operação da subestação Sete Lagoas 4. O período de concessão da subestação Sete Lagoas 4 dura de junho de 2014 até junho de 2041.

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, na faixa mais elevada de tensão, e a clientes residenciais e comerciais na faixa mais baixa.

Em 2021, investimos de aproximadamente R\$ 1,520 bilhões na construção e aquisição do imobilizado necessário para suprir energia aos nossos clientes, e 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 (km) – Alta tensão
(a partir de subestações de distribuição até clientes finais)**

Tensão nas linhas de distribuição	2021	2020	2019
161 kV	49,31	48,68	48,68
138 kV	12.998,45	12.788,85	12.828,05
69 kV	3.633,17	3.579,04	3.575,61
34,5 kV + 230 kV	1.025,07	1.019,97	1.019,92
Total	17.706,00	17.436,54	17.472,26

**Extensão da Rede de Distribuição (km) – Média e baixa tensões
(entre subestações de distribuição e clientes finais)**

Tensão da Rede de Distribuição	A partir de 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Linhas aéreas de distribuição urbana	120.639,05	108.674,66	106.576,39
Linhas subterrâneas de distribuição urbana.....	2.538,26	2.452,90	2.477,91
Linhas aéreas de distribuição rural	423.549,42	417.142,48	413.311,53
Total	546.726,73	528.270,03	522.365,83

**Capacidade de transformação abaixadora (1)
de subestações de distribuição, 31 de dezembro,**

	2021	2020	2019
Número de subestações	417	414	409
MVA	11.021,60	10.884,05	10.742,00

(1) Capacidade de transformação abaixadora significa a habilidade de um transformador de 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 o período de cinco anos de 2018 a 2022 baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para acomodar esse crescimento, planejamos adicionar linhas de distribuição, até 11.891 quilômetros de média e baixa tensão e 2.958 quilômetros de alta tensão; e 80 subestações abaixadoras, adicionando 2.150 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de energia elétrica

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, compramos 5.580 GWh de energia da Itaipu, representando aproximadamente 12% da energia que vendemos aos clientes finais, e 606 GWh (1,3%) da energia do Proinfa. Também adquirimos 1.063 GWh mediante Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou 'CCENs' (2,3%) e 7.519 GWh de energia em Contratos de Cota de Garantia Física, ou 'CCGFs' (16%). Além desta contratação obrigatória, possuímos outros dois tipos de compra de energia: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 23% da energia adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2021; 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 2021.

Itaipu — Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de *Itaipu*, ao passo que os 50% restantes pertencem ao governo do

Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade de energia gerada pela Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia gerada pela Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste do Brasil que são, conjuntamente, obrigadas a comprar toda a parcela brasileira da energia gerada pela Itaipu, de acordo com a Lei 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela brasileira da 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 2.355/2017, que estabeleceu 10,09% como a porcentagem da produção de energia da Itaipu concedida à CCEE que a Cemig D teria que comprar em 2018. Para 2019, a Resolução 2.500/2018 fixou esta porcentagem em 10,03%, e para 2020, 10,32% (Resolução 2.642/2019). Para 2021, a Resolução nº 2.804/2020 fixou-a em 10,20%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares de Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede básica brasileira. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real afetarão o custo, em termos reais, da energia que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia cobrando dos clientes tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao cliente final mediante aprovação da Aneel.

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

Contratos de Cotas de Energia Nuclear ('CCENs'): São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/09 e Resolução Normativa da Aneel nº 530/12 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

CCGFs: O Decreto 7.805/12 regulamentou a MP 579/12 e criou os instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Contratos de Leilão: Adquirimos energia por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a Cemig e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões.

'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, mas não podem ser renovados. Em 2021 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 (a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás canalizado abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e clientes neste 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 de gás canalizado para uso de clientes industriais, comerciais, institucionais e residenciais no Estado

de Minas Gerais. Como resultado, o vencimento desta concessão foi estendido de 10 de janeiro de 2023 para 10 de janeiro de 2053.

Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se na sua capacidade de fornecer uma alternativa economicamente mais eficiente e ecológica aos produtos petrolíferos, como o diesel e o gás liquefeito de petróleo ('GPL'), e à madeira, produtos de madeira e carvão vegetal. De janeiro a dezembro de 2021, a Gasmig forneceu aproximadamente 3.801 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 71.236 clientes de 40 cidades: 99 Instalações industriais de grande e média dimensão, 1.154 pequenas instalações industriais e clientes comerciais, 59 estações de distribuição no varejo que fornecem gás natural a veículos, 1 estação de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido (GNC) a veículos, 5 projetos de cogeração, 4 distribuidores de GNC a clientes industriais, 69.912 casas e 2 centrais termoelétricas.

De janeiro a dezembro de 2021, a Gasmig registrou uma despesa de aquisição de gás de R\$ 2,011 bilhões, comparado a uma despesa de R\$ 1,083 bilhões em 2020, significando um aumento de 85,69%. O número de clientes aumentou 15,99% (principalmente residencial). O volume entregue a instalações industriais aumentou 19,81%, e o volume entregue a pequenas instalações industriais e clientes comerciais cresceu 65,70%.

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 em 2021 totalizaram R\$ 43,5 milhões e foram adicionados 50,9 quilômetros à nossa rede de gás natural. Em 2021, foram iniciados estudos para o Projeto SDGN Centro Oeste, que visa interconexão dos municípios de Betim, Sarzedo, Juatuba, Mateus Leme, Igarapé, São Joaquim de Bicas, Itaúna e Divinópolis, e mais tarde, a distribuição de gás natural para outros municípios das regiões Central e Centro-Oeste.

Na cidade de Belo Horizonte, os principais projetos desenvolvidos foram os voltados para o atendimento do Mercado Urbano. Redes de densificação de polietileno de alta densidade (PEAD) foram implementadas nos bairros de Belvedere, Buritis, Camargos, Cidade Nova, Prado, Sion e Serra.

Concessões para distribuição de gás

Para a distribuição de gás natural, a competência para realizar concessões é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, o órgão regulador, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado, define as tarifas do 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 para cobrir todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela concessionária.

Estas revisões ocorrem a cada cinco anos, a partir do final do primeiro ciclo, de 2018 a 2022, 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' agora 'SEDE', ou 'Outorgante') 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 baseou-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 estimou em R\$ 852 milhões. Com base no estudo, a Sedectes solicitou uma resposta

da Gasmig e iniciou a discussão de soluções relacionadas ao desequilíbrio apontado, considerando que a prorrogação do contrato de concessão, definida no segundo termo aditivo, permitindo a extensão do prazo de vigência do ano de 2023 para 2053, tinha como condição a execução dos investimentos para a construção do gasoduto.

Em 19 de setembro de 2019, a Companhia celebrou, com o estado de Minas Gerais, na qualidade de Outorgante, o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Exploração Industrial, Institucional e Residencial de Serviços de Gás Canalizado no estado de Minas Gerais, o que representa a conclusão do processo de reequilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão, mediante o pagamento de uma taxa de outorga no valor de R\$ 852 milhões, atualizado de 1º de janeiro de 2019 até a data de seu pagamento pela taxa DI 'extra-grupo', e garante que a Gasmig mantém a prorrogação do prazo de sua concessão até o ano de 2053.

Em 26 de setembro de 2019, a Companhia emitiu Notas Promissórias Comerciais, em série única, no montante de R\$ 850 milhões com vencimento em 12 meses e juros de 107% da taxa DI, sem quaisquer garantias ou avais. Os recursos desta emissão foram integralmente utilizados, em 26 de setembro de 2019, para pagamento do Bônus de Outorga devido ao Poder Concedente atualizado pela variação da taxa DI desde 1º de janeiro de 2019, no valor de R\$ 891,2 milhões.

Ainda nos termos do Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão, o valor total pago pela outorga compensatória será adicionado à Base de Remuneração de Ativos da Companhia e considerado no processo de revisão tarifária pelo Poder Concedente como um ativo intangível a ser amortizado até o final do contrato de concessão, com efeitos imediatos na fixação e revisão das tarifas.

Com a conclusão da Primeira Revisão Tarifária Periódica da Gasmig (1ª RTP), em novembro de 2019, a SEDE confirmou a inclusão do Bônus de Outorga na Base Regulatória de Ativos. A revisão resultou em orientação sobre metas de investimento e de qualidade, expansão do serviço e definição do novo modelo tarifário, oferecido pela Gasmig, no ciclo 2018-2022.

Entre as alterações aprovadas está a criação de novas classes de tarifas, novas faixas de consumo, absorção de clientes de outras classes e alterações nas cascatas de arrecadação, de forma a responder às 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 Coletivo, Cogeração, Termelétrica, Gás Natural Comprimido ou Gás Natural Liquefeito, e Gás Natural.

Em 28 de outubro de 2021, o Secretária de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais (SEDE) aprovou um ajuste tarifário a ser aplicado pela Gasmig para as classes de consumidores industriais, de cogeração e GNC/GNL, a partir de 1º de novembro de 2021, com um aumento médio de 3% em relação às tarifas em vigor desde agosto de 2021. Este aumento refere-se à variação dos custos de gás adquiridos pela Empresa.

Em 4 de outubro de 2021, o SEDE publicou em seu site o resultado da consulta pública nº 25/2021, que determinou a taxa de custo do capital da Gasmig em 8,71% e que essa taxa deveria ser aplicada no final do atual processo de revisão tarifária, a partir do próximo ciclo tarifário, a partir de 2022. A Revisão Periódica Tarifária (RTP) é um processo obrigatório de cinco anos estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o Estado de Minas Gerais e a concessionária.

Em 3 de janeiro de 2022, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado (SEDE/MG) aprovou o ajuste tarifário para a Gasmig a partir de 1 de fevereiro de 2022 aplicado aos setores Industrial, de Cogeração, Gás Natural Comprimido, Gás Natural Líquido, Gás Natural Veículo, e Clientes residenciais e comerciais. Os aumentos médios para cada categoria de cliente, que variavam entre 16% e 26, em comparação com as tarifas em vigor a partir de novembro de 2021, resultaram da variação do custo do gás adquirido para venda.

Em 28 de janeiro de 2022, o Governo do Estado de Minas Gerais, através da SEDE, iniciou o processo de consulta pública para a Segunda Revisão Periódica Tarifária da Gasmig, para estabelecer a receita necessária para o próximo ciclo tarifário da Gasmig. O período da consulta pública era de 21 dias, terminando em 18 de fevereiro de 2022.

Serviços de consultoria e Outros serviços

A Cemig SIM foi criada em outubro de 2019, resultante da fusão das empresas Efficientia e Cemig GD, para atuar no mercado de geração distribuída, eficiência energética e soluções em energia. Além da estratégia de branding e marketing focada no varejo e na transformação digital do setor elétrico, a cultura organizacional da SIM, de forte caráter inovador e tecnológico, está sendo construída para que os clientes estejam sempre no centro das decisões.

Em 2019, A Cemig SIM realizou a comercialização da energia de 2.656 MWh/mês proveniente de 3 usinas de geração fotovoltaica (*UFV Janaúba, UFV Corinto e UFV Manga*). Em 31 de dezembro de 2019, a Cemig SIM havia conquistado um total de 810 clientes.

Em 2020, as vendas da Cemig SIM totalizaram 3.962 MWh/mês, gerados por dez usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I e Porteirinha II*). Em 31 de dezembro de 2020, a Cemig SIM havia conquistado um total de 2.024 clientes.

Em 2021, as vendas da Cemig SIM totalizaram 7.753 MWh/mês, gerados por dez usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia* - com um total de 4.752 clientes).

Em soluções energéticas, em 2022 a Cemig SIM irá trabalhar na implantação de usinas fotovoltaicas em clientes da média tensão, e sobre projetos de eficiência energética. Estão sendo desenvolvidos, também, os modelos de negócio para o mercado de armazenamento de energia, mobilidade elétrica 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, e consultoria e assessoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e ESCEE *Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.* ('ESCEE').

Perdas de energia

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 2021 foi de 6.717 GWh, uma redução de 4,2% em comparação a 2020 (7.012 GWh). A CCEE alocou perdas de 477 GWh na rede nacional para a Cemig D. As outras perdas de energia, totalizando 6.240 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

Em 2021, as perdas técnicas constituíram aproximadamente 78% das perdas totais de energia da Cemig D. Perdas na distribuição são inevitáveis em decorrência do transporte de energia e sua transformação em diferentes níveis de tensão. Buscamos minimizar as perdas técnicas por meio de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição, e de 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 estritamente 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 22% das perdas totais de energia da Cemig D em 2021. 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, considerando 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 2021, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig D, (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (“DEC”), em horas por ano, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (“FEC”), foram de 9,46 e 4,60 respectivamente. Em 2020 os valores apurados de DEC e FEC da Cemig D foram de 9,71 e 5,07, respectivamente. O processo de cálculo do indicador é certificado de acordo com a Norma de Qualidade ISO 9001.

O resultado alcançado em 2021 mostra a eficiência na aplicação dos recursos, bem como o compromisso com a melhoria contínua em atendimento ao cliente.

Em dezembro de 2015, a Cemig D assinou o aditivo contratual que unificou seus contratos de concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual prorrogou as concessões de 1º de janeiro de 2016 até 31 de dezembro de 2045. O contrato definiu limites para a parcela 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 vem cumprindo os limites do contrato, conforme mostrado na tabela abaixo.

Ano	SAIDI-i (horas)					SAIFI-i (frequência)				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Limite	11,32	11,03	10,73	10,44	10,08	7,76	7,39	7,03	6,67	6,56
Realizado	11,18	10,42	10,56	9,58	9,46	5,44	5,13	4,85	4,86	4,60

Em 2021, a Companhia obteve o melhor resultado em sua história, 9.46 horas, em comparação com o limite de 10.08 horas estabelecido pela Aneel.

Os contratos de concessão têm limitação de distribuição de dividendos e/ou pagamento de Juros sobre o Capital Próprio ao mínimo estabelecido em lei, em caso de descumprimento dos indicadores anuais de indisponibilidade DECI e FECI por dois anos consecutivos, ou três vezes em um período de cinco anos, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados. Em três dos últimos cinco anos a Cemig D não esteve em conformidade, e nessas circunstâncias limitou o valor dos dividendos e juros sobre capital próprio a 25% do lucro líquido.

Clientes e faturamento

Base de clientes

O Grupo Cemig comercializa energia através das empresas Cemig D, Cemig GT e outras subsidiárias integrais – Horizontes Energia, Sá Carvalho, Cemig PCH, Rosal Energia, Cemig Geração Camargos, Cemig Geração Itutinga, Cemig Geração Salto Grande, Cemig Geração Três Marias, Cemig Geração Leste, Cemig Geração Oeste, Cemig Geração Sul, CE Praias de Parajuru e CE Volta do Rio.

Este mercado consiste na venda de energia para:

- Clientes regulados da Cemig, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, no Estado de Minas Gerais e em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;

- outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e
- distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2021, comercializamos um total de 54.087 GWh, ou 1,5% a mais que em 2020, enquanto o total de energia que transportamos para clientes livres teve crescimento de 10,5%, atingindo o montante de 22.183 GWh. As vendas de energia para clientes finais e consumo próprio em 2021 totalizaram 43.263 GWh, ou 9,8% a menos que em 2020. As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia em 2021, totalizaram 10.825 GWh – ou 22,2% a menos que em relação a 2020.

Em dezembro de 2021, o Grupo Cemig atingiu 8.886.126 clientes faturados – um crescimento de 2,2% na base de clientes, em relação a dezembro de 2020. Destes, 8.885.708 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da Cemig; e 418 são outros agentes no setor energético brasileiro.

Vendas para clientes finais

Residencial

O consumo residencial representa 20,7% da energia comercializada pelo grupo Cemig em 2021, e totalizou 11.186 MWh, com crescimento de 1,9% em relação ao ano de 2020. O consumo médio mensal por consumidor no ano de 2021 foi de 127,7 kWh/mês, o que corresponde a uma redução de 0,7% comparativamente ao realizado em 2020 (128,6 kWh/mês).

Este consumo mais elevado pela categoria de clientes residenciais pode ser explicado pelo crescimento de 2,6% no número de clientes.

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 30,2% do volume total de energia comercializada por nós em 2021, e foi de 16.361 GWh, 28,5% maior que em 2020.

Este aumento é a composição da redução de 4,4% no segmento cativo e crescimento de 33,8% no Mercado Livre.

A redução do mercado cativo deve-se à migração dos consumidores para o mercado livre, e a variação da energia vendida a Clientes Livres industriais está relacionada com novos contratos de venda a partir de janeiro de 2021 e com o aumento do consumo após a flexibilização das atividades durante a pandemia de Covid-19.

Comercial e Serviços

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 15,4% do volume total de energia comercializada por nós em 2021, e foi de 8.334 GWh, 2,8% menos que em 2020. Isso reflete uma redução de 5,5% no volume faturado aos clientes regulados da Cemig D e um crescimento de 0,1% no volume de energia faturada pela Cemig GT e de suas subsidiárias integrais aos clientes livres, em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

A categoria Comercial e de Serviços foi afetada pelos impactos da pandemia de Covid-19. Além disso, o mercado cativo reflete a migração significativa dos consumidores para a microgeração distribuída e a migração dos consumidores para o Mercado Livre.

Cientes rurais

A energia utilizada pela categoria de clientes rurais, um total de 3.975 GWh, foi 5,6% maior que em 2020, e foi 7,3% do total em 2021. Esses resultados estão relacionados, principalmente, ao aumento do consumo do segmento de irrigação, devido a menor pluviosidade em vários meses de 2021 em relação a 2020.

Outras categorias de clientes

A energia fornecida para as demais classes – Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio, totalizou 3.406 MWh em 2021, com redução de 1,6%, em relação a 2020.

Vendas no Ambiente de Contratação Livre, e ‘contratos bilaterais’

No ano de 2021, a comercialização de energia atingiu o montante de 8.728 MWh, ou 26,1% a menos que no ano de 2020.

Esta redução resulta da variação do volume contratado pelas comercializadoras e do maior volume de vendas a curto prazo às comercializadoras nos primeiros meses de 2020, que ocorreu para resgatar parte do crédito que a Cemig GT tem na CCEE.

Vendas no Mercado Regulado

As vendas no Mercado Regulado em 2021 totalizaram 2.097 GWh, ou 0,1% menos que em 2020.

O mercado do Grupo Cemig encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2021, comparado a 2020:

Tipo de Venda	2021				2020				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	No.	(%)	(GWh)	(%)	No.	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Energia comercializada	8.886.126	100,00	54.087	100,00	8.698.095	100,00	53.309	100,00	2,16	1,46
Vendas para clientes finais	8.884.978	99,99	43.229	79,93	8.697.006	99,99	39.368	73,85	2,16	9,81
Residencial	7.297.174	82,12	11.186	20,68	7.113.837	81,79	10.981	20,60	2,58	1,87
Industrial	31.009	0,35	16.361	30,25	30.630	0,35	12.731	23,88	1,24	28,51
Cativo	29.580	0,33	1.695	3,13	29.525	0,34	1.773	3,33	0,19	-4,41
– Livre	1.429	0,02	14.666	27,12	1.105	0,01	10.958	20,56	29,32	33,84
Comercial	795.684	8,95	8.334	15,41	778.119	8,95	8.571	16,08	2,26	-2,76
Cativo	793.708	8,93	4.143	7,66	776.942	8,93	4.384	8,22	2,16	-5,49
– Livre	1.976	0,02	4.191	7,75	1.177	0,01	4.187	7,85	67,88	0,09
Rural	673.018	7,57	3.975	7,35	688.212	7,91	3.766	7,06	-2,21	5,55
Cativo	673.008	7,57	3.944	7,29	688.201	7,91	3.749	7,03	-2,21	5,20
– Livre	10	0,00	31	0,06	11	0,00	17	0,03	-9,09	84,29
Outras categorias	88.093	0,99	3.373	6,24	86.208	0,99	3.319	6,23	2,19	1,63
Consumo próprio	730	0,01	33	0,06	708	0,01	34	0,06	3,11	-2,98
Vendas no atacado	418	0,00	10.825	20,01	381	0,00	13.907	26,09	9,71	-22,16

Tipo de Venda	2021				2020				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	No.	(%)	(GWh)	(%)	No.	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Contratos no Mercado Regulado	28	0,00	2.097	3,88	27	0,00	2.099	3,94	3,70	-0,10
Contratos livres e 'Bilaterais'	390	0,00	8.728	16,44	354	0,00	11.808	22,15	10,17	-26,08

O volume das vendas de energia do Grupo Cemig para a classe *Industrial*, no ano de 2021, segundo os principais setores de atividade econômica é detalhado na tabela abaixo:

Setores de atividade	Volume faturado	
	(GWh)	(%)
Indústria extrativa.....	2.332	14,3
Produtos alimentares	2.053	12,5
Minerais não metálicos.....	1.891	11,6
Produtos químicos.....	1.620	9,9
Metalurgia	1.572	9,6
Produtos plásticos.....	1.462	8,9
Indústria automotiva	1.107	6,8
Papel e celulose	1.021	6,2
Têxtil	741	4,5
Demais setores	2.562	15,7
Total, clientes industriais.....	16.361	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
White Martins	Produtos químicos
Holcim	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
Sylvamo do Brasil	Papel
Usiminas	Metalurgia e mineração
Samarco	Mineração metálica
Companhia Bras. de Metalurgia E Mineração	Metalurgia e mineração
Carbeto de Silício Sika Brasil	Produtos químicos
Novelis do Brasil	Metalurgia
Fiat Chrysler Automóveis Brasil	Indústria automotiva
Arcelor Mittal	Metalurgia

Faturamento

A Resolução Normativa 1.000/2021 da Aneel, entre outros instrumentos, regulamenta o faturamento dos clientes que possuem contratos de fornecimento ativos com a Cemig D.

De acordo com a Resolução, o faturamento do consumo de energia e demais cobranças é efetuado com periodicidade mensal e possui como premissa o nível de tensão e a carga instalada na unidade consumidora. Entende-se por 'carga instalada' a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na

unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW). Por 'unidade consumidora', o conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, com recebimento de energia em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

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

As faturas de clientes de alta tensão, que tem conexões diretas com a rede de transmissão, têm vencimento cinco dias úteis após a leitura do medidor. Estes clientes recebem o documento de pagamento, isto é, a fatura de energia, por e-mail.

Os clientes de média tensão são aqueles que recebem alimentação a uma tensão de 2,3 kV ou mais. Totalizam cerca de 13.552 clientes, e são cobrados dentro de dois dias úteis após a leitura do medidor. As faturas, são encaminhadas para os clientes em vias impressas e também por e-mail, com vencimento em cinco dias úteis a partir da data da entrega nos respectivos endereços. Graças à modernização e a automação da leitura dos medidores dessas unidades consumidoras, a Cemig D realiza os faturamentos de aproximadamente 99,89% de forma automatizada, 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 entrega da fatura é simultânea com a leitura do medidor. Ao todo, são 8.167 milhões de unidades consumidoras faturadas com essa tecnologia, conhecida como 'Faturamento no Local' (*'On Site Billing'*). O vencimento das faturas ocorre em 5 dias úteis, a partir da data da sua entrega, ou em 10 dias úteis para estabelecimentos de entidades e órgãos públicos. A grande maioria dos valores faturados para essa categoria de clientes, baseiam-se na energia efetivamente consumida. Apenas 1,08% do total desses clientes possuem faturamento baseado 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 53,9% em 2021, com aproximadamente 725 mil 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. Esta redução no volume de papel impresso contribui para a redução dos custos globais da Companhia, e faz uma contribuição em termos de sustentabilidade ambiental para o planeta.

Em 2021, a Cemig D economizou cerca de R\$ 1.651 milhões por mês com as notas fiscais enviadas eletronicamente. 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, um maior volume de energia é consumido para irrigação agrícola. Os dados trimestrais de energia faturada pelo Grupo Cemig junto aos clientes finais, regulados e livres, nos anos de 2019 a 2021, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2021	10.507	10.627	10.931	11.165
2020	10.119	9.267	9.754	10.227
2019	10.343	10.339	10.656	10.838

Concorrência

Contratos com Clientes Livres

Em 31 de dezembro de 2021 a Cemig GT possuía um portfólio de contratos com 4.647 Clientes Livres. Deste total, 3.363 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais, com 73% da energia total vendida pela Cemig GT no ano de 2021.

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 uma estratégia de vendas que minimiza 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.

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 no âmbito dessas leis. Como regra geral, 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 seu interesse local. Cumprimos as devidas leis e regulamentos ambientais 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

O importante e essencial papel da vegetação na manutenção da vida no planeta é amplamente conhecido em vários campos de pesquisa. A presença de árvores e áreas verdes num ambiente urbano – a presença de volumes de árvores em áreas urbanas – é determinante para a manutenção de condições ambientais seguras para a sociedade.

No entanto, a interação das árvores com os cabos de distribuição de eletricidade pode causar sérios riscos à população, bem como interrupções no fornecimento de eletricidade aos consumidores. Como resultado, a Cemig realiza programas anuais regulares de manutenção preventiva nas regiões urbanas e rurais.

Em áreas urbanas, a manutenção assume principalmente a forma de poda de árvores que apresentam um risco real ou potencial de tocar cabos elétricos. A poda é supervisionada por profissionais legalmente qualificados para esse trabalho e realizada por equipes treinadas para preservar o sistema elétrico e a saúde e segurança das árvores.

Nas zonas rurais, é limpo o caminho abaixo dos cabos elétricos, que consiste na remoção da vegetação, seja as espécies de ervas, arbustos ou árvores que se encontram no caminho das redes elétricas e das linhas de distribuição. Esta atividade também é supervisionada por profissionais treinados e qualificados e pode ser realizada de forma pontual, para atingir a máxima preservação das condições ambientais no local.

Projetos de Pesquisa & Desenvolvimento

Nos últimos anos, a Cemig investiu uma quantidade considerável de fundos em projetos de inovação, por meio do programa P&D – Pesquisa e Desenvolvimento – do regulador brasileiro de energia, a Aneel (*Agência Nacional de Energia Elétrica*). As inovações desenvolvidas através dos projetos de R&D da Empresa beneficiam diretamente o público. Alguns exemplos incluem um projeto de carro elétrico, um projeto para um veículo aéreo não tripulado e expansão do uso de energia solar.

A Unidade de Manuseio Vegetal também desenvolveu projetos de pesquisa para geração de metodologias inovadoras e melhoria do desempenho ambiental da Cemig nesta área. Alguns destaques são:

- **P&D 601** O Projeto "*Quebrando ramos de árvores: Um modelo para o risco de queda de ramos de árvores, para manutenção preventiva e redução dos impactos na rede de distribuição*". Trata-se de um projeto em parceria com o Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (*Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo – IPT*), para construir um modelo matemático de fácil utilização, capaz de prever o risco de queda de ramos localizados acima das redes elétricas, com base nas suas características físicas e morfológicas. Isto permite que sejam tomadas medidas preventivas para evitar acidentes e interrupções de eletricidade.
- **P&D 615:** "*Desenvolvimento de uma metodologia para avaliar as árvores urbanas quanto ao risco de queda, utilizando radar penetrante no solo*." Trata-se de um projeto em parceria com o campus de Sete Lagoas da Universidade Federal de São João del Rei, com o objetivo de desenvolver um método de avaliação das condições das raízes das árvores urbanas, uma vez que a maior causa de queda de árvores nas redes elétricas é a ruptura, ou a ausência, de raízes sustentadoras.
- **P&D 628:** "*Desenvolvimento de uma ferramenta de informática para a gestão de árvores perto de redes de eletricidade – continuação: Outras causas*". Esta é uma continuação do Projeto D509, uma parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro, visando construir um sistema de baixo custo para monitoramento de paradas de eletricidade causadas pela interação entre vegetação e cabos de distribuição.

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 significativa degradação ambiental ou poluição, ou tenha potencial para causar degradação ou poluição ambiental, ou mesmo tenha impacto sobre o patrimônio histórico, cultural ou arqueológico.

Cada licença é válida por um período específico, e um pedido de renovação deve ser feita antes do seu vencimento. Nos termos da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, o pedido para renovação de uma licença ambiental deve ser feito pelo menos 120 dias antes da expiração da licença e permanece válido até que a autoridade ambiental emita um parecer e/ou emita uma nova licença. Se o pedido não for feito dentro deste período, e a licença não for renovada, e a empresa continuar as suas atividades, a empresa estará sujeita a sanções administrativas e penais.

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

Licenciamento Ambiental de Funcionamento

A Lei Federal nº 9.605, promulgada em 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.710

(atualmente Medida Provisória nº 2.163-41/01), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Em função disto, estamos negociando com (i) o IBAMA; e (ii) as Superintendências Regionais de Regularização Ambiental (“Suprams”), que constituem as autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais para a obtenção das licenças ambientais para a operação de todas as nossas usinas e linhas de transmissão que entraram em operação antes de fevereiro de 1986.

Para as usinas de geração localizadas no Estado de Minas Gerais, que estão sujeitas ao licenciamento ambiental em nível estadual, firmamos acordos com a Supram e com o Ibama de forma a gradualmente trazer conformidade às nossas instalações. Para as instalações da Cemig GT que entraram em operação antes de fevereiro de 1986, preparamos as avaliações ambientais necessárias, arquivamos os pedidos junto aos órgãos ambientais apropriados e os submetemos para análise. Nos termos da legislação aplicável, a Companhia está autorizada a funcionar enquanto aguarda a apreciação da requisição. Para cumprir as condições, usamos o Índice de Cumprimento de Condicionante – ‘ICC’.

Em 2021, a Cemig GT obteve quatro licenças operacionais corretivas, firmadas em um compromisso de Ajuste de Conduta, e recebeu quatro Documentos Autorizativos para Intervenção Ambiental (DAIAs); e a Cemig D recebeu 35 Autorizações para Regularização de projetos, dentro da categoria DAIA. Todos os processos acima referidos foram regularizados nas unidades regionais do Instituto Estadual de Florestas (IEF) de Minas Gerais por seus escritórios distribuídos em todo o Estado de Minas Gerais.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Na maioria dos casos, a autoridade ambiental do estado de Minas Gerais (Secretaria de Estado do 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, que podem incluir multas, suspensão de operações ou revogação de licenças.

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 rural ou posse rural necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade e para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. Como regra 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 20.922 promulgada em 16 de outubro de 2013 fez provisões na Política Florestal e na Política de Proteção da Biodiversidade no 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 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, se manifestou, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, afirmando que no caso da Cemig não havia necessidade de constituição de Reservas 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 uma área rural ou urbana. 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 e a intervenção é permitida em situações específicas, e nos termos da Lei Estadual nº 20.922/2013. Para os reservatórios que foram registrados ou tiveram seus contratos de concessão ou autorização firmados antes de 24 de agosto de 2001, a faixa da APP será a área entre o nível operacional normal máximo e a cota máxima.

A não preservação da vegetação em 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 12.651/12 estipula que as APPs de reservatórios artificiais devem cumprir um programa específico criado para regular as medidas de uso e conservação da área ao redor do reservatório. Esse programa é chamado de Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório ('Pacuera') e deve ser elaborado de acordo com as exigências mínimas determinadas pela autoridade ambiental competente durante o processo de licenciamento ambiental.

Com a nova Lei da 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 requerimentos junto aos órgãos ambientais relativos a todas as avaliações ambientais exigidas, incluindo o Pacuera, em relação a todas as instalações que utilizam reservatório artificial, conforme exigido por lei.

Medidas compensatórias

De acordo com a Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000, e o Decreto nº 4340, de 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em, e manter, unidades de conservação de maneira a mitigar 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, de 14 de maio de 2009, e o Decreto nº 45.175 do Estado de Minas Gerais, de 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia de decisão destas medidas de compensação, exigindo que até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias.

O Decreto Estadual nº 45.175/2009 foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo, conforme a seguir:

- Para projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgada em 2000, será utilizado o Valor Contábil Líquido (VCL), excluindo reavaliações ou, na ausência deste, o valor do investimento feito no projeto; e
- A compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgado em 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do Artigo 1º do Decreto nº 45175

promulgado em 2009, calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Devido ao impacto da Lei das Concessões (Lei 12.783, de 1 de janeiro de 2013) sobre os negócios da Cemig GT, a Companhia fez 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 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, devido a diversas alterações causadas ao ambiente aquático pelo uso de barragens. Uma das principais atividades do Departamento de Gestão Ambiental da Cemig é prevenir e mitigar acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em suas usinas hidrelétricas. Além disso, a Cemig desenvolveu uma metodologia de avaliação do risco de mortalidade de peixes nas usinas para mitigar os impactos causados pela operação de suas usinas. Adicionalmente, desenvolvemos projetos de pesquisa em parceria com universidades e centros de pesquisas, para gerar conhecimento científico para embasar programas de conservação da ictiofauna mais efetivos para serem implementados pela Cemig.

Em junho de 2007, foi criado o *Programa Peixe Vivo*, que surgiu da percepção por parte do alta administração da Cemig de que era necessária a adoção de medidas mais efetivas para a conservação da ictiofauna dos rios onde a empresa possui empreendimentos. As principais atividades do programa se resumem na sua missão: “Minimizar o impacto sobre a ictiofauna buscando soluções e tecnologias de manejo que integrem a geração de energia pela Cemig com a conservação das espécies de peixes nativas, promovendo o envolvimento da comunidade”. Desde a sua criação, o programa atua em duas frentes, uma buscando a preservação da ictiofauna no estado de Minas Gerais e a outra focando nas definições de estratégias de proteção para evitar e prevenir a morte de peixes nas hidrelétricas da Cemig. A adoção de critérios científicos para tomada de decisão, o estabelecimento de parcerias com outras instituições e a modificação de práticas adotadas com as informações geradas são os princípios que norteiam o trabalho desenvolvido pela equipe do *Peixe Vivo*.

Desde 2018, os membros do *Programa Peixe Vivo* vêm desenvolvendo o *Programa de Avaliação do Risco de Morte de Peixes* (ARMP) com o objetivo de mitigar potenciais riscos relacionadas à manutenção e operação de usinas hidrelétricas. O monitoramento da ictiofauna executado periodicamente e antes dos procedimentos operacionais das usinas é a principal ação da equipe do Programa *Peixe Vivo* para atingir a meta do PARMP. Os biólogos avaliam a densidade da ictiofauna e as condições ambientais com base nos dados do monitoramento. O PARMP foi desenvolvido e validado durante dois projetos de pesquisa consecutivos e agora está sendo implementado como um programa de otimização contínua da Companhia. Desde o início do PARMP até o momento, foi observada uma redução de 78% na média mensal de biomassa de peixes impactada pela operação das usinas.

Em média, no período de 2007 a 2021, a Cemig gastou R\$ 6,2 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa Peixe Vivo.

O Programa desenvolve cinco projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 78 estudantes e pesquisadores.

Estas parcerias, que operam desde 2007, resultaram em mais de 670 publicações técnicas até o momento, além de ter sido referenciadas nacional e internacionalmente pelas práticas de conservação da ictiofauna e

diálogo com a comunidade, apresentando o trabalho da Cemig em diversos países, e estados brasileiros. Estes resultados acadêmicos, juntamente com o envolvimento da comunidade, têm sido usados para criar programas de conservação mais eficientes e práticas que permitem a coexistência de usinas e peixes nos rios brasileiros.

Ocupação urbana de áreas de passagem e margens de represas

Gasodutos – As redes de distribuição de gás natural canalizado da Gasmig são subterrâneas, atravessando zonas rurais e urbanas. Os tubos são geralmente instalados em vias públicas próximos aos de drenagem pluvial, saneamento, energia e telecomunicações, entre outros serviços públicos. A instalação das redes no subsolo urbano apresenta riscos de danos aos dutos por trabalhadores de manutenção terceirizados. No entanto, todas as nossas redes de gás são sinalizadas de acordo com os padrões nacionais e os procedimentos internos. Além da sinalização de segurança, a presença da rede Gasmig em estradas, ruas e outras áreas é mostrada no site da Companhia, onde o mapa da rede é disponibilizado de forma completa e atualizada. A Gasmig presta serviços gratuitos *in-situ* de orientação em campo para escavações de terceiros através do seu programa *Escave com Segurança*. Orientação e apoio para a execução segura de obras podem ser solicitados através do atendimento 24 horas da Gasmig.

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

Em 2021, as medidas de mitigação adotadas pela Gasmig reduziram as falhas com danos a terceiros em comparação com os números anteriores. A eficiência da prevenção contra danos a terceiros foi de cerca de 99,73%, considerando o número total de intervenções executadas junto nas proximidades dos gasodutos. As redes de distribuição da Gasmig têm sinalização clara, com georreferenciação registrada em um registro central. Este registro está disponível para consulta e orientação prévias quando o público ou outras organizações estão planejando ou propondo projetos. É dada orientação para a realização de trabalhos que possam interferir com os gasodutos. A perda de gás natural foi reduzida por causa da baixa pressão usada em dutos danificados e por causa do 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 o seu *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.

Ocupação irregular de linhas suspensas de alta tensão – Temos servidões para nossas redes de transmissão e distribuição, com áreas de terreno sujeitas a restrições. No entanto, uma parte significativa de tais terrenos é ocupada por construções não autorizadas, a maioria construções residenciais. Esse tipo de atividade gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo moradores, 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 monitorado e registrado as invasões e tomado medidas para prevenir invasões nas faixas das linhas de transmissão e subtransmissão. Diversas medidas têm sido adotadas para preservar a segurança dessas linhas, entre elas: contratação de uma empresa para inspeção sistemática, e implantação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos de acidentes; e remoção da ocupação das faixas das linhas de transmissão por meio de acordos com moradores locais e parcerias com prefeituras em nossa área de concessão.

Ocupação irregular em ativos de geração – Medidas de segurança são adotadas para proteger as instalações de geração de energia contra invasões. Os invasores encontrados dentro das instalações são abordados pela equipe de vigilância, sendo providenciado sua retirada do local, o que ocorre sem resistência ou violência.

As usinas são demarcadas com cercas e placas de advertência, indicando que a propriedade é particular, e que caça, pesca e natação são proibidas no local. Para otimizar a segurança nas usinas, está prevista a implantação de sistemas eletrônicos de segurança.

Nas áreas de risco das usinas de geração hidrelétrica, há placas indicando a propriedade e a proibição da pesca e da natação, devido à possibilidade de uma elevação repentina do nível da água causar acidentes fatais. O uso de boias de sinalização náutica perto de grandes barragens indica uma área de segurança e proíbe a entrada de embarcações.

A Companhia mantém uma equipe que realiza inspeções periódicas em suas áreas, alertando a comunidade sobre a proibição de construção e sobre retirada de ocupantes irregulares, antes de a Companhia tomar medidas legais para a reintegração de posse.

Considerando a vasta área e o número de reservatórios, a Companhia está implementando em sua metodologia de inspeção a utilização de imagens de satélite para identificar ocupações irregulares, o que ajuda a identificar essas invasões e quaisquer danos ambientais com maior eficiência.

O Mercado de Carbono

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

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

Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com Bifenilas Policloradas (PCBs)

O Brasil assinou e ratificou a Convenção de Estocolmo (CE) que inclui metas relacionadas ao gerenciamento de PCBs em equipamentos elétricos. O Brasil proíbe a produção, importação e venda de PCBs desde 1981, e tem se esforçado para atingir os objetivos da CE.

Na Cemig, quase todos os equipamentos de grande porte contaminados com PCB já foram retirados do sistema elétrico e encaminhados para incineração. Os poucos equipamentos de grande porte contaminados com PCB ainda em operação vão ser descartados de forma adequada dentro dos prazos da CE.

A Cemig vem mantendo seu histórico de boas práticas a fim de evitar novas contaminações.

Iniciativas ambientais da Gasmig

A Gasmig está realizando operações de recuperação ambiental em áreas do Parque Estadual da Serra do Rola-Moça, devido à necessidade de compensação ambiental em relação a gasodutos em vias de instalação.

O Parque abrange partes dos municípios de Belo Horizonte, Brumadinho, Nova Lima e Ibitaré. Possui uma rica biodiversidade, e tem grande importância na proteção dos recursos hidrológicos.

As áreas onde a Gasmig está trabalhando foram degradadas por antigas instalações de minas e são localizadas em uma área de fácil acesso, perto do Centro de Operações Integradas.

Adaptações físicas foram feitas para melhorias no escoamento superficial de água, com a construção de diversas paliçadas para retenção de sedimentos, para favorecer a qualidade do local para plantio de 3,000 mudas de espécies arbóreas nativas da região.

O projeto da Gasmig inclui a construção do Sistema de Distribuição de Gás Centro Natural Oeste (*SDGN Centro Oeste*), um gasoduto que inicialmente permite a interconexão dos municípios de Betim, Sarzedo, Juatuba, Mateus Leme, Igarapé, Itaúna e Divinópolis.

Todos os estudos ambientais foram concluídos – incluindo o Estudo de Impacto Ambiental (*EIA*) e o Relatório de Impacto Ambiental (*RIMA*). Esses estudos apoiarão a consideração do pedido de licença ambiental, que é da responsabilidade da Autoridade de Supervisão de Projetos Prioritários do Estado de Minas Gerais (*Supri*), do Secretaria de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (*Semad*).

Tecnologias operacionais

A Cemig investe em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista a sua estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais das redes de geração, distribuição e transmissão. Também segue 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 nervoso’ de nossas operações de transmissão e geração. Com uma moderna sala de controle, coordena as operações de todo o nosso sistema energético, em tempo real, proporcionando integração operacional da geração e transmissão de energia. O *COS* ainda opera a interligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo *COS* agora se estendem a 53 subestações de extra alta tensão, 17 grandes usinas geradoras, 29 usinas de geração menores e 3 usinas de energia eólica.

Através das suas atividades, o *COS* garante permanentemente a segurança, a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia aos seus clientes e ao sistema. As atividades do *COS* são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e tecnologia de 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. É responsável pela supervisão e controle de 417 subestações de distribuição, 528.268 quilômetros de redes de distribuição de média e baixa tensão, 17.899 quilômetros de linhas de sub-transmissão e 8,85 milhões de clientes, e opera em 774 municípios de Minas Gerais.

Em 2021 fornecemos uma média de 19.141 serviços de campo por dia. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do *COD*, incluindo aviso de problema, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. As tecnologias incluem um Sistema de Informações Geográficas e Linha de Atendimento de Comunicação de Dados por Satélite, reduzindo o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e melhorando o atendimento ao cliente. Esses são dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, que identificam e interrompem falhas em correntes, e automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho operacional e reduzindo o tempo de recuperação e os custos.

Sistema de Informações Geocientíficas

O *Sistema Atlantis* modernizou e unificou o sistema de geoprocessamento de linhas e redes de distribuição da Cemig. O sistema permite o gerenciamento de recursos com uma visão geoespacial, permite o planejamento

de expansões, registra equipamentos elétricos para a análise de redes elétricas, e auxilia no cumprimento das resoluções normativas da Aneel.

O Sistema de Informações Geográficas (ou GIS – *Geographic Information System*) nos permite dar suporte aos processos de registro e design, além de auxiliar os seguintes processos corporativos: expansão e manutenção da rede, proteção das receitas, planejamento e suprimentos, serviços às propriedades e gerenciamento de ativos, por meio de total integração com o Sistema de Planejamento dos Recursos da Empresa (ERP – *Enterprise Resource Planning*) da Companhia, 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 e dimensionamento adequado da rede. O Sistema Atlantis é utilizado pelas equipes de registro de ativos de alta, média e baixa tensão da Cemig.

Em 2019, implementamos a reconciliação das unidades de registro da rede com os elementos registrados no SAP/ERP, o módulo de consulta e o módulo de cálculo elétrico.

No ano passado, o módulo *Máquina de Projeto* foi ativado, que gerencia o processo de elaboração de projetos elétricos de forma integrada com o sistema SAP/ECC, de forma que a geração do BOM (lista de materiais) é criada de forma automatizada a partir do desenho técnico elaborado no Sistema Atlantis, com sincronização de todas as etapas do processo entre o Sistema Atlantis e o módulo PM do SAP/ECC. O processo inclui a solicitação do cliente no SAP/CRM, autorização de execução, preparação de desenho, envio da BOM, preparação do orçamento, autorização para execução do trabalho, construção, modificações do projeto (conforme construído), inspeção, mensuração da construção, pagamento, fechamento e capitalização dos ativos implantados.

Em 2021, substituímos o obsoleto equipamento de plataforma PIDION Windows Mobile usado por eletricitistas para atender aos serviços dos clientes, utilizando uma solução de smartphone Android de tecnologia atualizada. Esta atualização trouxe agilidade, segurança e melhor experiência para os nossos trabalhadores de campo. Este sistema de engenharia ('GDIS – Gestão da Distribuição') é responsável pela coordenação das operações de assistência no campo (manutenção, restauração e serviços ao cliente em baixa e média tensão), atendendo a cerca de 27 mil serviços ao cliente por dia, realizados por 2 mil equipes conectadas diariamente a este sistema por mensagens GPRS ou via satélite, enviando cerca de 700 mil mensagens mensais.

A Cemig possui 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 simples em forma de mapa.

Rede interna de telecomunicações

A rede de telecomunicações da Cemig é composta por 1.036 Estações de Comunicação. Destas, 387 possuem ligações de micro-ondas de alto desempenho e um sistema óptico de cerca de 2.519 km de fibra óptica que fornece uma combinação de rede de telecomunicações. Nossa robusta rede de dados também possui instalações de comunicação que compartilham infraestrutura de subestações, usinas de geração, e linhas de transmissão e distribuição de alta tensão.

A solução fornece um leque de serviços, desde redes telefônicas corporativas e operacionais até redes de telecomunicações cruciais, dedicados 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, e previsão de raios e tempestades, e um sistema hidro meteorológico para a operação de reservatórios.

Para suportar o controle e supervisão do sistema da rede de distribuição de média tensão, existe uma rede privada de comunicação por rádio, instalado em cerca de 1,100 unidades automatizadas de equipamento de proteção ou comutação. Outros 1.338 dispositivos automatizados são monitorizados por uma solução de satélite e por um terceiro, com cerca de 9.600 itens de equipamento (celulares e modems) servidos por uma rede pública de telefonia móvel.

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

Aproximadamente 60.000 medidores de energia compõem uma Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) e estão equipados com a solução de comunicação móvel ou via satélite e dedicados à proteção de receitas. Existem atualmente 47.532 pontos estabelecidos em clientes de baixa tensão na região metropolitana de Belo Horizonte.

A arquitetura de telecomunicação está alinhada com padrões de mercado, utilizando equipamentos de última geração, que são monitorados, operados e gerenciados utilizando tecnologias de ponta.

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, as normas da Aneel, os procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) e outros regulamentos específicos.

Rede corporativa de dados

Nossa rede de dados corporativos atende a 608 unidades em 335 cidades de Minas Gerais ligadas a uma combinação de infraestrutura de telecomunicações pública e privada que inclui conexões de micro-ondas, fibras ópticas e redes de cabos metálicos.

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

O Centro de Operações da Rede e o Centro de Operações de Segurança ('NOC' e 'SOC'), situados na sede da Companhia, em Belo Horizonte, monitora, opera e gerencia toda a infraestrutura de rede e segurança em tempo real (24/7), mantendo a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados em toda a extensão da rede.

Gestão de Segurança da Informação

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

Em 2021 a Cemig reforçou o seu programa de cibersegurança adotando novas tecnologias e ferramentas para evitar ataques cibernéticos e violações da privacidade de dados. Isso inclui uma nova solução de prevenção de perda de dados, e ferramentas modernas de *antimalware*, alerta e monitoramento.

A Cemig mantém um programa contínuo de conscientização de segurança para seus funcionários por meio de campanhas anuais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Informação e Tecnologia busca o alinhamento com o negócio, agregando valor por meio da aplicação de uma gestão adequada de recursos e riscos, monitorando constantemente desempenho e conformidade com as normas, garantindo o cumprimento dos requisitos legais, regulatórios e

de *compliance*, que são continuamente auditados. Para executar a estratégia e os objetivos corporativos, a Companhia alinha interesses e metas aos objetivos de controle e aos processos de governança e gestão, traduzindo as oportunidades e necessidades de negócios em resultados com *compliance* e com os níveis de risco adequados. Para dar sustentação a este programa de governança e garantir que a estratégia seja implementada, os processos empregados pelo departamento de TI estão diretamente relacionados aos objetivos de controle (com base no *framework* do COBIT, quando possível), providenciando requisitos de alto nível a serem fornecidos pela administração para a eficácia de cada processo de TI, e são baseados nas melhores práticas de gerenciamento de serviços de TI (ITIL).

Sistema de Gestão de Serviços de TI

Para atender às áreas de negócios da Cemig e atender aos requisitos regulatórios e de *compliance*, a Cemig possui um sistema de gestão de serviços de TI (ITSMS) que aplica um conjunto de práticas de gerenciamento capazes de capturar as necessidades e expectativas estratégicas dos negócios e que, por meio do envolvimento com as áreas de negócios da empresa, realiza a aquisição/construção de soluções, design, transição, fornecimento e suporte de produtos e serviços.

A fim de facilitar e aumentar a eficácia deste sistema, a DTI estabeleceu um mecanismo padronizado para modelar a relação entre ativos de infraestrutura e a configuração de sistemas e aplicativos com os processos de negócios da empresa, representando melhor a arquitetura empresarial e a identificação de aplicativos e sistemas críticos para o negócio da Cemig. Esse mecanismo inclui a descoberta e o mapeamento automatizado de elementos de infraestrutura para modelagem adicional desses elementos com aplicativos e processos de negócios. Essa modelagem de serviços de ponta a ponta permite a simulação de situações com análise de impactos nos negócios e de causas, fornece dados para todas as práticas e processos da cadeia de valor, melhorando a tomada de decisões, a avaliação de riscos, a segurança da informação e a qualidade na construção de novas soluções.

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 com eficiência, em conformidade com as exigências do mercado e da regulamentação.

Uma entrega importante realizada em 2021 foi o pagamento de faturas de energia pelos clientes diretamente para a Cemig através da PIX (uma forma instantânea de transferir dinheiro criada pelo Banco Central do Brasil – semelhante a Venmo e Zelle nos EUA), utilizando um código QR incluído na fatura. Este processo de pagamento está integrado no sistema SAP/CCS.

Várias personalizações foram desenvolvidas no SAP/CCS para fornecer integrações com clientes, que é a implementação da estratégia *Omnichannel*, com a integração de agência virtual, aplicativo móvel, aplicativo WhatsApp, *call center*, mensagens SMS e outros canais de relacionamento com clientes.

Desde 2019 usamos uma nova solução baseada no software *Salesforce* para melhorar a eficiência e confiabilidade da comercialização de energia e das ações de comercialização relacionadas, para uso de ativos do sistema de distribuição. Conseguimos melhorias nos controles dos processos de venda de energia, melhor rastreabilidade das informações, gestão da carteira de clientes com mapeamento de novas oportunidades, utilização de dispositivos móveis como tablets e smartphones, e maior agilidade no faturamento do cliente.

A solução *Salesforce* foi ampliada com a implantação de um portal acessado por clientes específicos. Este portal oferece uma interface para que os clientes possam fazer os seus pedidos e reclamações sobre a qualidade da energia.

Uma nova solução de Gestão de Risco em Comercialização de Energia (ETRM – *Energy Trading Risk Management*) foi implantada para os usuários. Este software permite sistematizar o processo de contratação de energia e a gestão de compra e venda no Mercado Regulado e no Mercado Livre, nos perfis de Distribuição, Geração e Comercialização. O software ETRM também permitiu a modernização e automação de processos que visam melhorar a eficiência e a confiabilidade das atividades e operações de comércio de energia, proporcionando um ambiente de trabalho único para a gestão de contratos, pagamentos e vendas.

Ferramentas gerenciais

Em 2019, iniciamos um projeto de instalação de novos produtos de TI para melhoria dos processos de engenharia baseado na Plataforma Cyme, fornecida pela Cooper Power Systems.

A plataforma Cyme é um sistema especializado que inclui cálculos de eletricidade complexos para o planejamento e estudo de redes de distribuição. No caso da Cemig, que possui uma rede de distribuição extensa e integrada e um nível de complexidade significativo, as atividades de implantação da solução tecnológica são ainda mais desafiadoras e exigentes, requerendo um esforço considerável para a conclusão das etapas.

O projeto continuou em 2020, embora afetado pela pandemia. Interfaces e integrações foram desenvolvidas e customizadas para conectar ao Sistema de Informação Geográfica (GIS) *GE Smallworld*, um sistema de gerenciamento de interrupção (OMS), Infraestrutura de Medição Avançada ('AMI') e outros sistemas. Também foi entregue o aplicativo CymDIS que realiza cálculos de eletricidade com base em nossa rede elétrica.

Em 2021, o projeto CYME realizou duas entregas importantes: (i) O workshop do CYME Server; e (ii) os testes da interface do cliente do CYME Gateway. Essas entregas serão a base para a implantação do CYME Server e posterior conclusão do projeto.

Nova solução móvel para coleta de leituras e impressão simultânea de notas fiscais em campo: Desde agosto de 2020, temos leitores utilizando o novo aplicativo '*SGL Collector*' (SGL é um sistema de gerenciamento de leitura) em smartphones. A nova solução traz os benefícios de um aplicativo com interface gráfica mais intuitiva que facilita o aprendizado e a execução das atividades pelo leitor, associada ao manuseio de equipamentos menores, mais leves e com custos menores em relação aos PDAs utilizados anteriormente.

A instalação e atualização das versões do aplicativo nos smartphones dos leitores é feita de forma remota e centralizada, por meio de uma plataforma UEM ('Unified Endpoint Management') que garante toda a segurança e integridade dos equipamentos e aplicativos utilizados pelas equipes de campo na execução das atividades em toda a área de concessão da Cemig.

Em 2021, implementamos uma nova versão do *SGL Collector* no sistema Android e foi instalada e distribuída gradualmente às equipes de leitura.

O novo sistema web SOE (*Sistema de Orçamento Empresarial*) foi instalado no departamento financeiro para ajudar na gestão do orçamento corporativo. Este software controla todo o fluxo de planejamento, carga, execução e disponibilidade de recursos financeiros e, devido a esta solução, conseguimos adotar o novo conceito de *Orçamento Base Zero* (OBZ).

Canais de relacionamento com o cliente

Contamos com seis grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. O contato de serviço de atendimento ao cliente, tanto em caráter de emergência ou para solicitações de serviços, pode ser feito através: (i) nosso *call center*, sendo capaz de atender até 35.000 chamadas por dia, além de contar com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (*Interactive Voice Response – IVR* ou *Unidade de Resposta Audível – URA*); (ii) nossas agências de atendimento pessoal, presentes nos 774 municípios de nossa concessão; (iii) nossa Agência Virtual '*Cemig Atende Web*', no nosso website, que oferece 72 tipos de serviços; (iv) SMS; (v) redes sociais – Facebook, WhatsApp e Twitter; (vi) o aplicativo de smartphone '*Cemig Atende*' que oferece 14 tipos de serviços, e o aplicativo Telegram, que oferece 17 tipos de serviço.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 17.706 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão na rede da Cemig D, operando de 34,5 kV a 230 kV, são suportados por, aproximadamente, 55.177 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da Cemig GT possui 4.937 quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão, operando de 230kV a 500kV, suportadas por aproximadamente 11.548 estruturas.

A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, queimadas no campo, vandalismo, vento ou corrosão.

O sistema inteiro de linhas de transmissão de alta tensão da Cemig D é inspecionado uma vez por ano por helicóptero, sendo utilizado um sistema giro-estabilizado 'Guimbal', 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 utilizando helicóptero; e inspeções terrestres são feitas a cada dois anos para inspecionar as suas estruturas. Anualmente é feita uma inspeção na área da faixa de servidão, com intuito de manter a área limpa de vegetação que possa causar queimadas.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de estruturas. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizado com emprego de métodos de "linha viva". Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para suportar o trabalho em redes energizadas e desenergizadas.

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

Ativo imobilizado e Ativos intangíveis

Nossos principais ativos são nossas usinas de geração de energia, e a nossa infraestrutura de transmissão e distribuição. 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\$ 15.372 milhões em 31 de dezembro de 2021.

As instalações de geração representaram 22,96% desse valor contábil líquido, e ativos intangíveis representaram 84,26% deste valor contábil líquido. Em ativos intangíveis, instalações de distribuição representaram 72,96%; outros intangíveis, inclusive nos sistemas de distribuição de gás, representaram 13,75%; e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 13,29%.

As médias de taxas anuais de depreciação aplicada a essas instalações eram de: 3,14% para instalações de geração hidrelétrica, 6,35% para instalações administrativas e 5,20% para instalações eólicas.

Com exceção da nossa rede de geração e distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2021. 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 do terreno 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 do setor de energia controlada pelo Estado, mas a administração de Luís Inácio Lula da Silva (2003-2010) encerrou este processo e implementou um 'Novo Modelo' para o setor energético brasileiro, expresso na Lei 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 12.783/13, estabelecendo novas regras para renovação e concessões, inclusive de re-licitação das concessões das usinas hidrelétricas.

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 13.360/16, incluindo a alteração das regras de licitação das concessões de geração, transmissão, e distribuição de energia e serviços relacionados, bem como a abordagem da renegociação do risco hidrológico. Também em 2017, iniciou-se uma série de consultas públicas que discutiram propostas de modernização e ampliação do Mercado Livre de fornecimento de energia elétrica com a indústria (Consulta Pública nº 33).

Durante o primeiro ano da administração de Jair Bolsonaro (de 2019 até o presente), o governo deu continuidade aos 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 de energia; preços; definição de limites de preços; e redução da base de tempo do preço do mercado de curto prazo.

Principais autoridades regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

O CNPE foi criado em agosto de 1997, para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. É presidido pelo Ministro de Minas e Energia, e a maioria dos seus membros são oficiais do governo federal. Foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

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

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico*, a principal função da Aneel é regular e supervisionar 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 que atuam em geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico* concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da Aneel.

A 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 do Mercado Livre, e (2) pela contabilização e liquidação de operações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças ('PLD'), leva em conta fatores similares àqueles usados para determinar os preços de curto prazo ('spot') no Mercado Atacadista de Energia, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao balanço 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 de geração pelo ONS.

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

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a EPE. 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 no seu papel de 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 em leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia – CMSE

O Decreto 5.175, de 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, de 19 de fevereiro de 2008, criou o Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, ou CPAMP, com o objetivo de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Limitações à propriedade

Em 10 de novembro de 2009, a Aneel emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a Aneel, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico (SDE), do Ministério da Justiça, de acordo com o Artigo 54 da Lei 8.884 de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei 8.884 foi revogada e substituída pela Lei 12.529, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral da CADE. 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 12.529, estas sanções podem variar de multas pecuniárias à dissolução, ou outra disposição, da companhia infratora.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a segurança de fornecimento e a modicidade de tarifas. Para atingir tarifas razoáveis, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que todas as compras de energia por distribuidores sejam feitas por leilão, com base nos critérios de menor preço, com a contratação através do Mercado Regulado. Os leilões são categorizados em dois tipos: (i) leilões de fornecimento por novas usinas, visando a expansão do sistema; e (ii) leilões de energia a ser gerada por usinas existentes, visando atender a demanda existente.

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

As exigências para expansão do setor são avaliadas pelo Governo Federal através do MME. Duas entidades foram criadas para fornecer a estrutura para o setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), companhia estatal responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão; e (ii) a CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo ('spot'). A CCEE também é responsável, através de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões públicas de energia através do Mercado Regulado, nas 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 através do Mercado Regulado: (1) alguns projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e PCHs); (2) usinas qualificadas no âmbito do programa Proinfa; (3) energia de *Itaipu* e, a partir de 1º de janeiro de 2013, de *Angra I e II*; (4) contratos de compra de energia celebrados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico; e (5) concessões prorrogadas pela Lei 12.783. As alíquotas de comercialização da energia gerada pela *Itaipu* são denominadas em dólares norte-americanos e estabelecidas pela Aneel, de acordo com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, e também há volumes de aquisição obrigatórios. Como consequência, as tarifas de energia da *Itaipu* em Reais, aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o dólar norte-americano e o 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 desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal contestou estas ações argumentando que os desafios constitucionais estavam sem efeito, pois são associados 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 estabelecendo 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) no Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam; e (2) no Mercado Livre, que abrange todas as compras de energia por entidades não reguladas, tais como Clientes Livres e entidades que comercializam e/ou 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) Contratos de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. No 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 suprimento. No Contrato 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 contratos de compra de energia (*power purchase agreements*), conhecidos como *Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado* ('CCEARs').

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 Déficit (MCSD), o qual permite a gestão de superávits e défits 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 no mercado de curto prazo. Se uma distribuidora contratar mais do que 105% da sua demanda total, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para minimizar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de 'energia existente' em até 4% ao ano, através de negociações bilaterais por meio do Regulamento 711, através de 'Contratos de Energia Nova' do MCSD, ou de perda de clientes que optaram por se tornar livres (assim sendo supridos diretamente por geradoras).

Com a renovação das concessões das usinas hidrelétricas, foi criado o Contrato de Cotas de Garantia Física (CCGF). Esses contratos consideram 90% da energia gerada pelas usinas cujas concessões foram renovadas a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A execução de CCGFs é compulsória, e cada distribuidora recebeu o seu montante de acordo com o rateio feito pela Aneel.

O Mercado Livre

No Mercado Livre, a energia é comercializada pelos geradores de energia. O Mercado Livre também inclui os contratos bilaterais previamente 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 eram inicialmente aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69kV 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 13.360/16. Em julho de 2019, o limiar para ser um Cliente Livre foi reduzido para 2,5 MW e, em janeiro de 2020, para 2 MW (Portaria nº 514/2018). Em 12 de dezembro de 2019, a Portaria nº 465/2019 reduziu o limiar de consumo para Clientes Livres para: 1,5 MW em janeiro de 2021, 1,0 MW em janeiro de 2022 e 0,5 MW em janeiro de 2023. Essa portaria 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 carga inferior a 0,5 MW, incluindo comercializadoras de energia regulamentadas, e propôs um calendário de abertura a partir de 1º de janeiro de 2024.

Até a abertura completa, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outros fornecedores além da sua distribuidora local, se comprarem energia gerada por certas fontes alternativas, tais como PCHs ou fontes eólicas ou de biomassa, de um certo tamanho.

Uma vez que um cliente tenha optado pelo Mercado Livre, só poderá voltar ao mercado regulado cinco anos após comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. O distribuidor pode reduzir este prazo a seu critério. Este prazo extenso 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 a Clientes Livres. As geradoras estatais também podem vender energia para Clientes Livres, mas, ao contrário das geradoras do setor privado, elas são obrigadas a fazê-lo através de um processo de leilão.

Atividades restritas para companhias de distribuição

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 sua controladora, empresas relacionadas, ou parcerias); 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 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 sua promulgação 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 em volume superior a 105% da demanda regulatória.
- Repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão 'A-3', caso o volume de energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões 'A-5'.
- Repasse limitado de custos de aquisição de energia de projetos de geração nova de energia, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao 'Limite de Contratação' definido pelo Decreto nº 5.163.
- As compras de energia de empreendimentos existentes nos leilões 'A-1' estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora, compras frustradas em leilões 'A-1' anteriores, ou exposição involuntária à demanda de clientes regulados, mais a 'substituição', definida como a quantia de energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente (A-1), de acordo com a Resolução nº 450/2011 da Aneel. Caso a energia adquirida no leilão A-1 exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente aos clientes finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada por empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia gerada pelos projetos existentes.
- As compras de energia nos 'leilões de ajuste de mercado' são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, alterado pelo Decreto nº 8.379/14, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência.
- Caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

Tarifas

As tarifas de energia no Brasil são determinadas pela Aneel, que tem a autoridade para ajustar e revisar tarifas em conformidade com os contratos de concessão e regulamentação pertinentes. Cada contrato de concessão de uma companhia de distribuição prevê uma tarifa anual. De modo geral, os custos da 'Parcela A' são integralmente repassados aos clientes. Os 'custos da Parcela A' são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os 'custos da Parcela B', que são custos que estão sob o controle das distribuidoras, são ajustados pela inflação de acordo com o índice IPCA. O reajuste anual médio da taxa inclui componentes como variação interanual dos custos da Parcela A ('CVA'), e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa, para cima ou para baixo, que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (i) assegurar receitas necessárias para cobrir custos de operação eficiente, 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 os ganhos de produtividade ('Xpd'); o fator de qualidade XQ, que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado; e o Fator Xt, que tem como objetivo

reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido pelo regulador para o custo de operação eficiente.

Em 2011, a Aneel completou a Audiência Pública nº 040/2010, que tratou da metodologia da terceira Revisão Periódica. Para calcular a taxa de retorno, a Aneel utilizou a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos, em comparação à taxa de 11,25% aplicada no ciclo anterior. Essa taxa de retorno foi aplicável aos investimentos realizados pela Cemig D até o próximo ciclo tarifário, que foi conduzido 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: de uma metodologia baseada em 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; 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, transmissão, e estabelecendo a TUSD e a TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Clientes Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas RAP (*Receita Anual Permitida*) das 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 tarifa 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 o sistema produz uma bandeira verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo na tarifa cobrada dos clientes. Se as condições são um pouco menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo. Se as condições forem ainda menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira vermelha, que tem dois níveis.

Em 2019, os encargos adicionais ficaram iguais àqueles de 2018 até julho, quando as cobranças adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustadas 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 fixada em R\$ 6,00 por 100 kWh. Estes encargos adicionais foram de novo ajustados no dia 1 de novembro, da seguinte forma: 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 fixada em R\$ 6.243 por 100 kWh. Durante 2020, devido à pandemia de Covid 19, as bandeiras tarifárias foram suspensas de junho de 2020 até novembro de 2020 (despacho Aneel nº 1.511/2020). O Despacho da Aneel nº 3.364/2020 restaurou as bandeiras tarifárias em dezembro de 2020: havia uma bandeira vermelha nível 2 em dezembro, uma bandeira amarela em janeiro e uma bandeira verde em todos os outros meses.

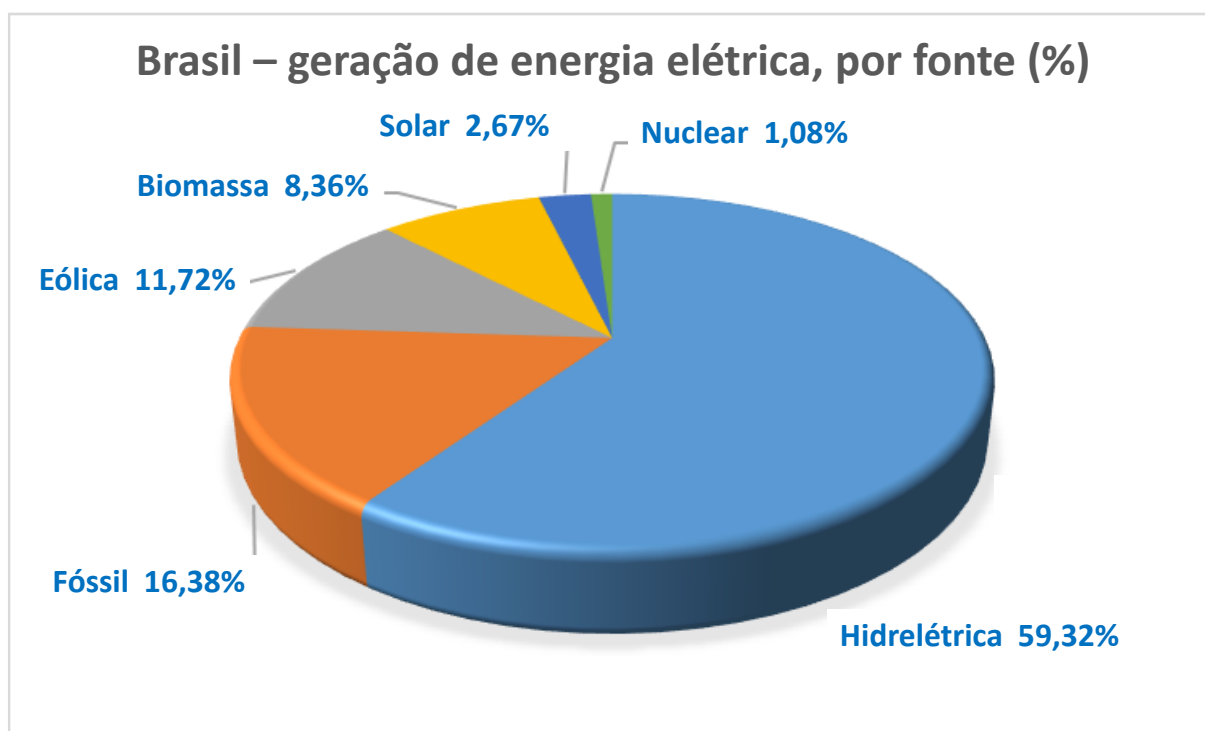
Em junho de 2021, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1.874 por 100 kWh, a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 3.971 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi definida a R\$ 9.492 por 100 kWh. Em agosto de 2021, a *Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidro energética* (CREG) criou a bandeira de escassez de água, que atingiu R\$ 14,20 por 100 kWh.

Aquisição de terras

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

O sistema elétrico brasileiro – visão geral operacional

A produção e transmissão de energia brasileira são realizadas através de um sistema hidrelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários diferentes. A Rede Interligada Brasileira ('a Rede Básica') é formada por companhias das Regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da Região Norte do Brasil. Um total de aproximadamente 1% da capacidade de geração de energia do Brasil não está conectado à Rede Básica, e existe em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. De acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2018, estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 246.241 MW, dos quais apenas 44% foram aproveitados ou estão sendo construídos.



Fonte: Banco de Informações de Geração (SIGA Aneel – 16/02/2021).

Em abril de 2022, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 184,53 GW, sendo aproximadamente 59% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a *Matriz de Energia Elétrica* disponível nos *Sistemas de Informação de Geração* ('SIGA'), divulgado pela Aneel. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de *Itaipu* – que tem um total de 14.000 MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

A Eletrobras, uma Companhia pertencente ao Governo Federal, opera aproximadamente 28% da capacidade de geração instalada do Brasil, e 49% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil. A Eletrobras tem sido

historicamente responsável pela implementação de a política energética, e programas de preservação e gerenciamento ambiental. As outras linhas de transmissão de alta tensão são de propriedade de companhias de energia elétrica controladas pelo estado ou empresas de energia locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Contexto histórico

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

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.
- O Governo Federal promulgou a Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 (a 'Lei das Concessões'), e a Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 (a 'Lei das Concessões de Energia Elétrica'), que juntas:
 - exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
 - gradualmente permitiram que certos clientes com demanda significativa de energia (em geral superior a 3 MW), designados Clientes Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
 - previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou em parte, a sua energia a Clientes Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
 - concederam aos Clientes Livres e aos fornecedores de energia pleno acesso às redes de distribuição e transmissão;
 - eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade de 1 MW a 30 MW, ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que foi alterada em 28 de maio de 2009 pela Lei 11.943 e pela Lei 13.360/16, elevando o limite de 30 MW para 50MW, 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 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 públicas de licitação de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão, além dos requisitos do processo de licitação nos termos da Lei de Concessões e da Lei de Concessões de Energia Elétrica. Em 15 de março de 2004, o Governo Federal

brasileiro promulgou a Lei 10.848, (a 'Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico'), com o objetivo de reestruturar mais profundamente o setor de energia, com o objetivo final de fornecer aos clientes segurança de abastecimento com tarifas 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 do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia, e os métodos de repasse dos custos aos clientes finais.

Em 12 de setembro de 2013, o Governo Federal promulgou a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei 12.783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei 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 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 13.203, de 08 de dezembro de 2015, que criou o mecanismo da renegociação voluntária de riscos hidrológicos que 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 13.360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei 12.783, referente à licitação das concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia, e serviços relacionados.

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

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

- *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 12.783/2013 (para concessões de geração renovadas nos termos da Lei 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 Livres devem ter uma carga de energia de 3MW. Entre 2020 e 2024, os critérios de carga que caracterizam o Cliente Livre passariam a variar entre 2 MW e 300kW. Até 2026, não haveria uma carga mínima de energia exigida, bastando o Cliente Livre estar conectado a uma tensão igual ou superior a 2,3kV;
- *Incentivos à energia renovável.* A proposta do MME tende a reduzir os incentivos concedidos às energias renováveis por meio de desconto nas tarifas de conexão. Esse desconto pode estar sujeito a determinadas condições;
- *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 específicas; e (iii) restrição ao fornecimento de energia 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 adicionados à rede e o consumo de energia.

Além disso, está em análise no Congresso o Projeto de Lei 622/2015, que estabelece um prazo, definido em 2017, para a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e

distribuição (TUST e TUSD) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como energia solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme estabelecido no Artigo 26 e nos parágrafos da Lei 9.427/1996. Em seu status atual, o projeto de lei afirma que esses descontos permanecerão válidos para concessões atuais, mesmo se estendidas, e para concessões futuras até 31 de dezembro de 2027. O projeto de lei também impõe ao Governo Federal a obrigação de criar um mecanismo de mercado para estimular os investimentos em fontes de energia de baixo carbono, com implementação prevista para 1º de janeiro de 2027. Atualmente, o Projeto de Lei 622/2015 encontra-se na Comissão de Serviços de Infraestrutura, aguardando a nomeação de um relator.

A Lei 14.052/2020 e Resolução 895/2020 propuseram o reembolso de agentes concessionários de usinas hidrelétricas no MRE para os seguintes efeitos: (i) geração em descon sideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede descon siderando 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. Esses efeitos serão calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à alíquota Aneel de 9,63%. O valor será pago por meio da extensão da concessão das usinas elétricas. Com esse novo acordo, as liminares deverão ser retiradas e os déficits de mercado liquidados. Desta forma, é de esperar que a liquidez do mercado no curto prazo, e a inadimplência na CCEE, retornem aos seus níveis históricos.

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

Para os novos projetos, a Cemig elabora um estudo de impacto socioambiental e realiza audiências públicas com todas as partes interessadas, nas quais são analisadas sugestões para a avaliação de eventuais conflitos em potencial. Quando o projeto atinge a fase operacional, é preparado um Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial, com a participação dos grupos de interesse. Esse plano é pensado de forma a conduzir as atividades de conservação, recuperação, uso e proteção ambiental do reservatório e da área do seu entorno de maneira equilibrada, em conformidade com a legislação aplicável, 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. Através desse programa, a Cemig organiza reuniões públicas a respeito de assuntos tais como: a operação e os procedimentos de segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A Cemig também proporciona ao público oportunidades de visitas guiadas. Através do programa "Proximidade", a Cemig também recebe comentários e reclamações da população afetada e estabelece parcerias com lideranças da comunidade local, entidades

públicas, a mídia local e outros atores responsáveis pela segurança e por enchentes, incluindo associações de Defesa Civil, Brigadas de Incêndio e a Polícia Militar.

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

Concessões

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

Transmissão:

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, reduzindo 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 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 no judiciário. A Cemig GT solicitou uma medida cautelar, em 27 de novembro de 2016, com o objetivo de obter uma ordem para que o Governo Federal exhiba a documentação que amparou seu cálculo da indenização para reversão dos ativos das hidrelétricas *Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande*. A União Federal depositou imediatamente a parcela não contestada da indenização, que havia sido fixada em R\$ 1.028 milhões. Neste caso, a liminar foi indeferida e a Cemig GT interpôs Agravo de Instrumento (pendente de julgamento). Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a Cemig aditou a inicial: (i) de modo a reiterar a necessidade de exibição de documentos, (ii) pedindo a declaração de nulidade do Artigo 1º, § 1º e 2º e do Artigo 2º, da portaria do MME nº 291/2017 e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela Cemig GT nas aludidas concessões, bem como (iii) solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

Contratos de geração:

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 13.203/15. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei 12.783/13, criando um mecanismo de repactuação voluntária de riscos hidrológicos, uma vez que afeta as empresas hidrelétricas, e alterando as regras de licitações para determinadas concessões de geração hidrelétrica. Posteriormente, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei 13.360/2016,

que, dentre outras medidas, alteraram o Capítulo III da Lei 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 13.203/15, o Conselho de Administração da Companhia autorizou sua participação, e a Cemig GT logrou êxito no leilão, realizado na BM&F Bovespa em 25 de novembro de 2015. A Cemig arrematou o Lote 'D', composto das concessões para 18 usinas hidrelétricas: *Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália*. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua energia assegurada é de 420,2 MW médios.

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

Em 09 de setembro de 2020 foi promulgada a Lei 14.052, que alterou a Lei 13.203/2015, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) entre 2012 e 2017, quando houve uma crise séria nas fontes hídricas.

O objetivo dessa nova lei é indenizar os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por:

- (i) Empreendimentos de geração classificados como estruturais, relativos à antecipação da garantia física das usinas;
- (ii) As restrições ao início da operação de instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia gerada por empreendimentos estruturais; e
- (iii) Geração fora da ordem de mérito, e importação.

Essa compensação assumirá a forma de prorrogação da outorga da concessão ou autorização para funcionamento, limitada a 7 anos, baseada nos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 1º de dezembro de 2020, a Aneel publicou a Resolução Normativa 895, que estabeleceu a metodologia de cálculo da compensação e os procedimentos para repactuação do risco hidrológico. Para ter direito às indenizações previstas na Lei 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE devem:

- (i) Cessar as ações judiciais que pleiteiam isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE;
- (ii) Renunciar a quaisquer reclamações e/ou ações judiciais adicionais referentes a isenções ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE; e
- (iii) Não ter renegociado o risco hidrológico nos termos da Lei 13.203/2015.

Em 2 de março de 2021 a CCEE encaminhou à Aneel os cálculos das prorrogações das concessões no Mercado Livre (ACL) que optaram por aceitar as condições propostas pela Resolução Normativa Aneel 895/2020 e pela Lei 14.052/2020. A administração da Companhia aguarda a homologação e publicação pela Aneel das prorrogações das outorgas de concessão, para posterior envio aos órgãos de governança da Companhia para aprovação. Assim, nenhum impacto relativo a este assunto foi reconhecido nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2020.

Com base nas Resoluções 2.919/2021 and 2.932/2021 emitidas pela Aneel, foram outorgados às usinas da Companhia os seguintes prazos de prorrogação:

Usina	Energia assegurada (MW médio)	Extensão da concessão (dias)
Emborcação	500	672
Nova Ponte	270	750

Usina	Energia assegurada (MW médio)	Extensão da concessão (dias)
Sá Carvalho	56	635
Rosal	29	1.314
Outras (1)	399	–

(1) Inclui 11 usinas, das quais 7 são de propriedade da Cemig GT, 1 é de propriedade da Cemig PCH e 3 são de propriedade da Horizontes. Os períodos de extensão da concessão, em meses, variam entre 1 e 84 meses.

Com a aprovação da Lei nº 14.120/2021, a Resolução nº 2.919/2021 também assegurou o direito de reembolso para as usinas de geração do lote D. Sua extensão de concessão atingiu o máximo permitido (sete anos/2.555 dias).

Contratos de distribuição:

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a Cemig D, conforme disposto na Lei 12.783/2013, o Decreto 7.805/2012 e Decreto 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo aos Contratos de Concessão. Esta emenda garante a prorrogação das concessões citadas acima por mais 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2016 até 2 de janeiro de 2046. A nova emenda também exige que a Cemig atenda a regras mais rigorosas em relação à qualidade do serviço, 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, ou em quaisquer cinco anos não consecutivas, resultará na extinção da concessão.

Encargos regulatórios

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

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

O Governo Federal impôs taxa às produtoras independentes de energia (PIEs) 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, a Eletrobras 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 ou geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

A 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 que seria necessário para operar as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC foi então usada para reembolsar os geradores que operam as usinas termelétricas por uma parte substancial dos seus custos de combustível. A partir de 2013, as despesas da CCC são incluídas no orçamento anual da CDE. O CCC foi gerenciado pela Eletrobras e, a partir de maio de 2017, vem sendo administrado pela CCEE em conformidade com a Lei 13.360/16.

A 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.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

O Governo Federal criou a CDE em 2002, para estar em vigor por 25 anos, subsidiada por: (i) pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos; (ii) penalidades e multas impostas pela Aneel; e (iii) desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a clientes finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Os montantes são ajustados anualmente. A CDE foi criada para apoiar: (1) o desenvolvimento da produção em todo o país; (2) a produção de energia por meio de fontes alternativas; e (3) a universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. Com a promulgação da Lei 12.783/2013 estes recursos também foram utilizados para ajudar a diminuir as tarifas de energia. O CDE é gerenciado pela CCEE.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, ou à CCC, ou a omissão em efetuar qualquer pagamento devido em virtude da compra de energia no Ambiente Regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (exceto em caso de uma 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. O cálculo é efetuado em conformidade com o *Procedimento de Regulação Tarifária*, ou 'Proret' – (Subseção 5.5: *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica*) com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), e é proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à Aneel em 12 parcelas mensais.

Conta do Ambiente de Contratação Regulada, ou Conta ACR

Em dezembro de 2012 expiraram cerca de 8.600 MW em contratos de suprimento de energia das distribuidoras. Esses contratos foram assinados nos primeiros leilões de 'energia existente', 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 de contratos de concessão, essa energia seria fornecida por 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, em 2015 não houve necessidade da Conta ACR cobrir a exposição das empresas de distribuição.

Essa situação foi agravada ainda mais pelo fato que certas usinas entraram em operação nas datas esperadas, e pelo baixo nível de 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 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 teto 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 do Ambiente de Contratação Regulada, ou Conta ACR, por meio do Decreto nº 8.221/14 de 1º de janeiro de 2014, regulamentado pela Resolução Aneel nº 612/14, que institui a criação de uma conta a ser administrada pela CCEE, destinada a cobrir a totalidade ou parte dos custos resultantes da exposição involuntária no mercado de curto prazo ('spot') e do despacho das usinas térmicas ligadas aos contratos de disponibilidade no 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, foi levantado por esta conta e repassado às distribuidoras um total de R\$ 21 bilhões.

A Resolução Aneel nº 1.863/2015 definiu as tarifas a serem aplicadas aos clientes de energia e posteriormente a Resolução nº 2004/2015 atualizou essas tarifas. Esses empréstimos foram cobrados mediante o pagamento através da CDE e foram inseridos nas tarifas de energia após o Ajuste Tarifário Anual de cada empresa distribuidora proporcionalmente aos seus mercados cativos. Inicialmente, a Cemig D tinha 59 meses para pagar o empréstimo, e em dezembro de 2015 esse período foi atualizado para 47 meses.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) procura atenuar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, exigindo que todos os geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede nacional brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia pelas geradoras não depende do volume de energia de fato gerado por elas, mas da energia garantida ou 'Energia Assegurada' de cada usina, indicada em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia 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 gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada, é precificado 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 gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidrelétricas com condições hidrológicas adversas localizadas na bacia de um rio, não consegue mitigar este risco nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional como um todo, ou em grandes regiões dele. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o sistema não atingirá o nível de Energia Assegurada total, e as geradoras hidrelétricas poderão ser expostas ao mercado de curto prazo (spot). Nestes casos, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica, e os PLDs serão maiores.

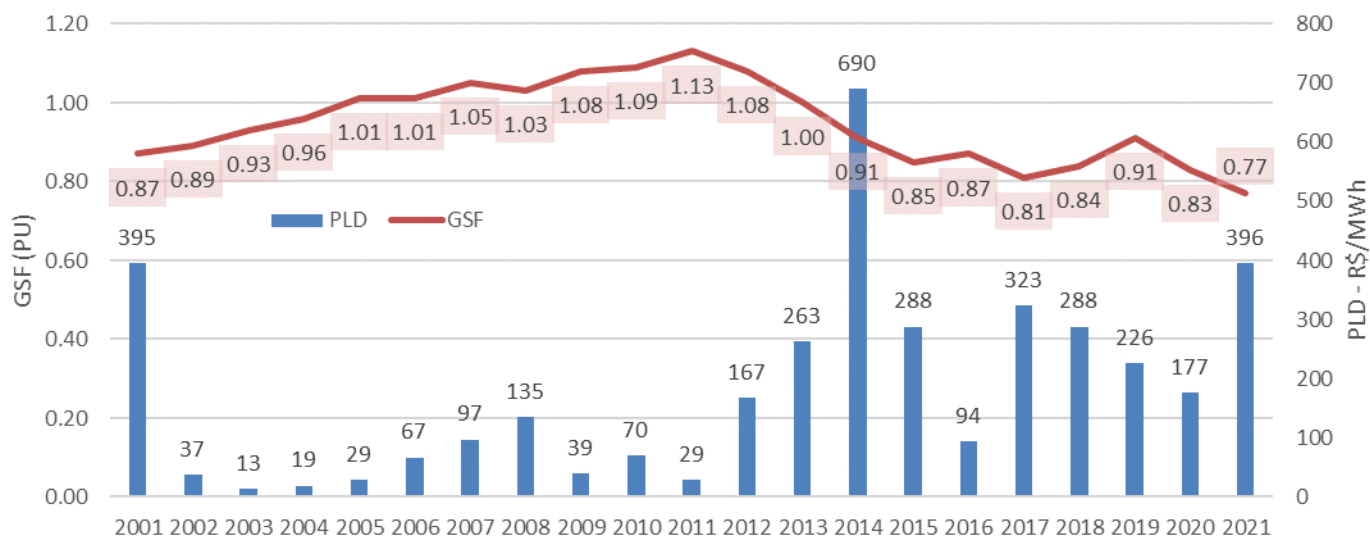
Em 2014, tivemos um ano com condições hidrológicas bem adversas, o que resultou na redução da geração hidrelétrica e no despacho total das termelétricas do sistema, conforme descrito anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causou uma exposição das geradoras ao

mercado de curto prazo. A proporção da exposição é calculada pela razão entre a energia gerada por todas as usinas do MRE e a soma de todas as garantias físicas. 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 a continuação de despacho térmico e o consumo mais baixo de energia, o GSF fechou o ano em 0,84.

Durante 2015, os baixos valores do GSF e os elevados PLDs deixaram produtores de geração hidrelétrica com alta exposição financeira. Assim, a partir de março de 2015, os geradores começaram a obter liminares para evitar tal exposição. Estes pedidos de liminar alegaram que a metodologia de cálculo do GSF estava errada e que causou a exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial do número de liminares expedidas, que levou a uma paralisia do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal propôs (por meio da Medida Provisória nº 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo a geradores com contratos no ACR transferir a sua exposição aos clientes em troca de pagamento do prêmio de risco a ser depositados na denominada conta de faixas tarifárias (as sobretaxas da faixa tarifária são depositadas nesta conta e transferidas para as concessionárias de distribuição): assim seriam indenizadas pelos prejuízos sofridos em 2015, por meio, entre outras medidas, de uma extensão de 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 deve formar um 'ativo regulatório' a ser amortizado ao longo do prazo da concessão/autorização. Se o período de concessão/autorização remanescente for insuficiente (ou seja, se não há tempo suficiente para amortizar o ativo regulatório), as companhias geradoras teriam uma prorrogação da concessão/permissão (limitada a 15 anos). Para poder utilizar o referido mecanismo, as Companhias terão de renunciar a todas as reivindicações protocoladas e todas as liminares obtidas, bem como a quaisquer outros direitos que venham a ter em relação a qualquer ação legal deste tipo. Esse mecanismo possibilitou a repactuação para aquelas usinas que possuíam contratos firmados no Mercado Regulado e no Mercado Livre. No entanto, cada mercado de contratação possui sua própria sistemática de repactuação. Em ambas as sistemáticas, este mecanismo funciona como uma proteção (ou um *hedge*) em que as geradoras arcam com os elevados custos de reserva de energia, e recebem o valor estipulado pelo PLD para a sua geração.

No Mercado Livre, sua mecanização não teve os mesmos níveis de aceitação que no mercado regulado, uma vez que o valor do prêmio de risco era elevado e para cobrir a sua exposição ao GSF, seria necessário às empresas de geração adquirir contratos reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existem outras alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, a negociação voluntária foi considerada ineficiente pelas companhias de geração. Consequentemente, a aceitação do mecanismo pelo mercado regulado foi de aproximadamente 90%; entretanto, não houve aceitação pelo Mercado Livre.

Em 2021, o GSF médio ficou em 0,77, ainda impactado por condições hidrológicas abaixo da média histórica, e por níveis mais baixos dos reservatórios. O gráfico abaixo apresenta o preço médio e o GSF para os períodos em questão:



Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A Aneel supervisiona as regulamentações tarifárias que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as distribuidoras dos componentes Sul, Sudeste e Centro-Oeste do sistema interligado pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada pela usina hidrelétrica de *Itaipu*. Todas essas tarifas e cobranças são estabelecidas pela Aneel. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa ou taxa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é paga a uma empresa distribuidora por companhias de geração, outras distribuidoras, e clientes, pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com (i) um índice de inflação, (ii) a variação dos custos de transmissão de energia, e (iii) os custos com encargos regulatórios. Este ajuste é repassado anualmente para os clientes da rede de distribuição por meio dos Reajustes Tarifários Anuais ou das Revisões Periódicas.

Artigo 26 (e seus parágrafos) da Lei 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.

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 na receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela Aneel, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão. Empresas de geração e distribuição, e Clientes Livres, também pagam uma taxa por conexões de transmissão exclusivas para algumas empresas de transmissão. O poder concedente define a taxa para um período de 12 meses, que 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 definidas no Artigo 26, e seus parágrafos, da Lei 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 empresas de distribuição em: (1) custos que estão fora do controle do distribuidor, conhecidos como 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 das instalações para conexão com outras transmissoras, uso das instalações de outras distribuidoras, e o ONS).

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

- Rentabilidade de investimentos;
- Impostos e demais contribuições;
- 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 empresas de distribuição de energia, de acordo com seus contratos de concessão, também têm direito a revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (1) assegurar receitas necessárias para cobrir os custos da Parcela B para operação eficiente, e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia; e (2) determinar o fator X.

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

Além disso, as concessionárias de distribuição têm direito a revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos cujos estrutura de custos é alterada de maneira significativa.

Item 4A. Comentários não-resolvidos de colaboradores

Não aplicável.

Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras

A seguinte discussão e análise da condição financeira da Companhia e dos resultados das operações deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e as notas relacionadas a partir de 31, 2021 e 2020 de dezembro e para os anos de 2021, 2020 e 2019, constantes de outros pontos do presente relatório anual. Veja o “*Item 18. Demonstrações Financeiras*”. Esta discussão pretende fornecer ao leitor informações que ajudarão a compreender as demonstrações financeiras da Companhia, as mudanças em determinados itens-chave nessas demonstrações financeiras de período para período e os principais fatores que foram responsáveis por essas mudanças. Também discute certas métricas de desempenho que a Administração da Companhia usa para avaliar o desempenho da empresa. Além disso, A discussão nesta seção fornece informações sobre os resultados financeiros de cada segmento de negócio da Companhia, a fim de proporcionar uma melhor compreensão de como cada um desses segmentos e seus resultados de operações afetam a posição financeira e os resultados das operações da Companhia como um todo. Esta discussão pode conter declarações prospectivas baseadas nas expectativas atuais que envolvem riscos e incertezas. Os resultados reais da Companhia podem diferir materialmente dos previstos nessas declarações prospectivas em decorrência de vários fatores, inclusive os estabelecidos no “*Item 3. Informações Relevantes*” ou em outras partes deste relatório anual.

As demonstrações financeiras consolidadas e as informações financeiras discutidas abaixo foram preparadas e apresentadas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB, e estão apresentadas em milhões de Reais.

Bases de preparação

Declaração de conformidade

A administração da Companhia confirma que todas as informações materiais e pertinentes contidas nas demonstrações financeiras consolidadas estão sendo divulgadas, as quais são utilizadas pela administração no gerenciamento da Companhia.

No âmbito das suas operações usuais, a Companhia recebe comentários por escrito e/ou solicitações de reguladores locais (ou seja, Aneel e a CVM) sobre algumas das informações divulgadas pela Companhia em seus relatórios trimestrais e anuais, bem como em suas demonstrações financeiras regulatórias apresentadas no Brasil. A Companhia responde a tais solicitações em tempo hábil e é o entendimento da sua administração que estes comentários e/ou solicitações não teriam um impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas atuais ou emitidas anteriormente.

Em 16 de maio de 2020, o Comitê de Auditoria da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2021 e 2020 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019.

Base de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, exceto no caso de determinados instrumentos financeiros e ativos mantidos para venda, os quais são mensurados pelo valor justo e o valor justo menos os custos de venda, de acordo com as normas aplicáveis, conforme detalhado nas Notas 31 e 32, 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 coligadas, 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 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.

As principais novas normas e interpretações contábeis

a) Novas normas contábeis, interpretações ou revisões de normas contábeis, aplicadas pela primeira vez em 2021

As novas normas de contabilidade, interpretações ou alterações de normas de contabilidade, aplicadas pela primeira vez em 2021, não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. (Veja Nota Explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas.)

b) Normas emitidas, mas ainda não vigentes

As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas ainda não em vigor, até a data de emissão das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia são divulgadas nas demonstrações financeiras consolidadas. A Companhia pretende adotar essas novas e modificadas normas e interpretações, se aplicável, quando entrarem em vigor. (Veja Nota Explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas.)

Uso de estimativas e de julgamento

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas exige que a administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. As incertezas sobre essas premissas e estimativas podem resultar em cálculos que exijam 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 consolidadas da Companhia são os seguintes:

- Provisão para perdas de crédito esperadas de contas a receber – Nota 8 às Demonstrações Financeiras;
- Imposto de renda e contribuição social diferidos – Nota 10 às Demonstrações Financeiras.
- Ativos e passivos financeiros da concessão – Nota 14 às Demonstrações Financeiras.
- Ativos do contrato de concessão – Nota 15 das Demonstrações Financeiras.
- Investimentos – Nota 16 das Demonstrações Financeiras.
- Ativo imobilizado e vida útil dos bens – Nota 17 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos intangíveis e vida útil dos ativos – Nota 18 das Demonstrações Financeiras.
- Transações de arrendamento mercantil – Nota 19 das Demonstrações Financeiras.
- Valores a serem devolvidos aos clientes – Nota 21 das Demonstrações Financeiras.
- Obrigações pós-emprego – Nota 24 das Demonstrações Financeiras.
- Provisões – Nota 25 das Demonstrações Financeiras.
- Receita não faturada – Nota 27 das Demonstrações Financeiras.
- Mensuração de instrumentos financeiros e mensuração do valor justo – Nota 31 das Demonstrações Financeiras.
- Mensuração de ativos mantidos para venda – Nota 32 às Demonstrações Financeiras.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes daqueles registrados nas demonstrações financeiras consolidadas devido à incerteza inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas significativas pelo menos anualmente.

Resumo das políticas contábeis relevantes

As principais políticas contábeis descritas nas demonstrações financeiras consolidadas foram aplicadas de forma consistente a todos os períodos apresentados, exceto as práticas que foram aplicadas prospectivamente a partir de 2021, de acordo com as normas e regulamentos descritos anteriormente nesta seção. (Veja Nota Explicativa nº 2 às demonstrações financeiras contábeis consolidadas.)

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

Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (ORA) e ao valor justo por meio do resultado, mediante análise das características contratuais de fluxo de caixa contratual e do modelo de negócios da Companhia para gestão destes instrumentos financeiros.

Valor justo por meio do resultado: Inclui os ativos financeiros da concessão relacionados à infraestrutura do segmento de distribuição de energia e gás. Os ativos financeiros relacionados à infraestrutura de distribuição de energia 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. Os ativos financeiros relacionados à infraestrutura de distribuição de gás são mensurados com base no valor justo da indenização estabelecida no contrato de concessão. A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando possui um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro de ou sob poder do poder concedente, pelos serviços de construção e manutenção da infraestrutura.

Esta categoria também inclui equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários não classificados ao custo amortizado, instrumentos financeiros derivativos e indenizações a receber pelos ativos de geração.

O caixa 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.

As divulgações sobre as principais premissas utilizadas nas avaliações ao valor justo são resumidas nas respectivas notas.

Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap e Call spread) – A Companhia mantém instrumentos derivativos visando o gerenciamento da sua exposição a riscos de mudanças nas taxas de câmbio (dólar norte-americano). Os instrumentos derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e os custos de transação relacionados são reconhecidos na demonstração do resultado quando incorridos. Após o reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo, e as variações no valor justo são registradas na demonstração consolidada do resultado.

Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda) – As opções de vender, para a Cemig GT, de cotas dos fundos FIP Melbourne e FIP Malbec ('o Put SAAG') foram mensurados pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM), até a data de exercício das opções, que ocorreu em 2020.

Custo amortizado: Encontram-se nesta categoria: os créditos devidos por consumidores, revendedores e concessionários; fundos vinculados; depósitos vinculados a litígios; títulos e valores mobiliários para os quais há a intenção positiva de mantê-los até o vencimento e quando os seus termos contratuais dão origem a fluxos

de caixa conhecidos que constituem, exclusivamente, pagamentos de principal e juros; os ativos financeiros da concessão relacionados à Bonificação de Outorga dos contratos de geração de energia; valores a receber de partes relacionadas; fornecedores; empréstimos e debêntures; dívida pactuada com o fundo de pensão (Forluz); concessões a pagar; o plano de regularização de créditos tributários (PRCT) do Estado de Minas Gerais; ativos e passivos financeiros relacionados à Conta de compensação de variação de custos da parcela A (CVA) e de Outros componentes financeiros em ajustes de tarifas; a subvenção de baixa renda; reembolso de subsídios tarifários; e outros créditos.

O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer deságio ou ágio na aquisição e taxas ou custos que são parte integrante do método da taxa efetiva de juros.

Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado, modificado ou deteriorado.

Recebíveis de consumidores, revendedores e concessionários

As contas a receber de clientes, revendedores, e concessionárias são reconhecidas inicialmente pelo valor de venda e depois mensuradas pelo custo amortizado. Estas contas a receber são registradas incluindo o imposto sobre as vendas e líquido de impostos a serem 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 arrecadação sobre o total faturado em cada mês (tendo como base os 24 meses anteriores de faturamento), segregados por classe de consumidor e projetados para os próximos 12 meses, considerando-se a idade de vencimento das faturas, inclusive faturas ainda a vencer e valores ainda não faturados.

A perda esperada para os saldos vencidos de clientes que renegociaram as suas dívidas é calculada com base na data de vencimento da fatura original, não sendo considerados os novos termos negociados. Para os saldos vencidos há mais de 12 meses, é considerada a expectativa de perda integral.

Para títulos não faturados, a vencer e/ou vencidos a menos de 12 meses, as provisões para perdas esperadas são mensuradas em função de potenciais eventos de inadimplência, ou perdas de crédito esperadas para a vida inteira do instrumento financeiro, caso o risco de crédito tenha aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial.

Para os grandes clientes, a provisão para perdas esperadas com créditos é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios usados pela Companhia são: (i) para os consumidores 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 consumidores, é feita uma análise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos.

A Receita Anual Permitida ('RAP') é a contraprestação recebida como receita do investimento na rede elétrica nacional, bem como em construção, modernização, operação e serviços de manutenção. A receita dos contratos de concessão de transmissão de energia é reconhecida quando as obrigações de desempenho são satisfeitas. O ativo do contrato é transferido para o ativo financeiro, enquadrado no escopo da IFRS 9, após a emissão do aviso de crédito, emitido mensalmente pelo ONS, autorizando o faturamento da RAP, que é quando o direito à contraprestação é incondicional. A receita é reconhecida pelo preço da transação e os ativos são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, ajustado por perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável, e reconhecendo os impostos diferidos. Conforme exigido pela IFRS 9 – *Instrumentos Financeiros*, o valor contábil do ativo financeiro é analisado e, quando aplicável, é constituída uma provisão para perdas com créditos esperados.

Ativos da concessão

Segmento de distribuição de energia e gás: Os ativos vinculados à infraestrutura da concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, de acordo com as IFRS 15 e IFRIC 12, considerando que a Companhia tem direito a contraprestação pelo desempenho concluído até a data, e somente quando a fase de construção terminar, tem o direito de cobrar pelos serviços prestados aos clientes ou receber uma indenização no final do período de concessão por ativos ainda não amortizados. De acordo com as IFRS 15 e IFRIC 12, as receitas de construção equivalentes aos novos ativos de infraestrutura são registradas inicialmente como ativos de contrato, mensuradas pelo custo de construção mais margem. Os custos de construção incluem custos de empréstimos. Após a entrada em operação dos ativos a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção é reconhecida, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível.

A parte da infraestrutura a ser amortizada durante o período de concessão é reportada como um ativo intangível, tal como previsto no IFRIC 12 – *Contratos de concessão*, e posteriormente mensurada pelo custo menos amortização. As taxas de amortização refletem o padrão esperado de seu consumo e são mensuradas com base no valor contábil do ativo pelo método linear, utilizando as taxas baseadas na vida útil esperada dos ativos que são utilizados pelo Poder Concedente durante o processo de revisão tarifária.

A Companhia contabiliza um ativo financeiro pelo valor residual da infraestrutura no final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente. Essa parcela é posteriormente mensurada ao valor justo estimado, que representa o *Valor Novo de Reposição* (VNR), segundo a Base de Remuneração Regulatória de Ativos homologada pelo Poder Concedente (Aneel) nos processos de revisão tarifária.

Segmento 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 (contas a receber), uma vez que a partir daquele momento nada mais além da passagem do tempo é necessário para que a contraprestação seja recebida. Os custos relacionados com a construção de infraestrutura são reconhecidos como incorridos na demonstração dos resultados. As receitas dos serviços de construção ou modernização são reconhecidas de acordo com o estágio de execução dos serviços de construção, com base nos custos efetivamente incorridos, incluindo a margem de construção.

A margem adicionada à obrigação de desempenho relacionada à construção e melhorias é baseada nas expectativas da Companhia em relação à lucratividade de seus projetos.

Ao ajustar o valor da contraprestação pelo componente de financiamento do ativo do contrato de concessão, a Companhia utiliza a taxa de desconto que reflete a estimativa da Companhia para o financiamento dos investimentos em infraestrutura de transmissão. Isso reflete a taxa que desconta o valor nominal da contraprestação ao preço que o cliente teria pagado à vista pelos bens ou serviços quando (ou conforme) fossem transferidos para o cliente. As taxas de juros implícitas no contrato são definidas no início dos investimentos e levam em consideração o risco de crédito das contrapartes.

Quando a tarifa fixada é alterada no momento das revisões tarifárias periódicas, o ativo do contrato é remensurado, descontando-se a receita futura (RAPs) pela taxa de desconto original do contrato, implícita no contrato. O valor remensurado é confrontado com o valor contábil e a diferença é reconhecida como um ajuste à receita (seja como um aumento ou redução da receita) na data da modificação do contrato (o ajuste da receita é feito cumulativamente até atingir o valor).

A contraprestação recebida mensalmente é alocada como receita relacionada ao serviço de operação e manutenção e como cobrança do ativo financeiro relacionado ao serviço de construção com base em seu valor justo relativo. Os custos de expansão e melhorias da infraestrutura são registrados como ativos de contrato.

A parcela financeira da remuneração e depreciação não paga desde as prorrogações das concessões de acordo com a Lei 12.783/2013: Corresponde à parcela da remuneração e depreciação não paga desde a data da extensão das concessões até a sua incorporação à Base de Remuneração de Ativos (1 de janeiro de 2013 a 30 de junho de 2017), a ser paga no prazo de oito anos por meio da RAP.

Os valores a serem recebidos são sujeitos às regras regulatórias aplicáveis no processo tarifário, inclusive a mecanismos de controle e medição de eficiência. Nesse novo contexto, o recebimento incondicional da contraprestação está atrelado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção, configurando-se, assim, como ativo de contrato. É classificado em Ativos financeiros somente após um despacho de autorização pela Aneel.

Segmento de geração: O Bônus de Outorga pago pelos contratos de concessão concedidos pelo Poder Concedente (Aneel) em novembro de 2015 é classificado 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.

Para a extensão da concessão das hidrelétricas participantes no MRE, relativa à compensação por riscos não hidrológicos especificados na Lei 14.052/2020, foi reconhecido um ativo intangível, considerando a natureza do direito, que permite, por força da lei, que as instalações sejam utilizadas durante um período superior ao especificado nos seus contratos originais. Durante a extensão do contrato, a Companhia tem o direito de vender a energia gerada sem restrições. O ativo é mensurado pelo valor justo na ocasião do reconhecimento inicial. O ativo é amortizado pelo método linear de acordo com o novo prazo remanescente da concessão

Perda por redução ao valor recuperável ('impairment')

Ao avaliar a perda de valor recuperável de ativos financeiros, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração sobre se ou não 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 o teste anual de redução ao valor recuperável de um ativo, a Companhia estima a quantia recuperável do ativo. O valor recuperável de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e seu valor justo 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 empregados

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.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes das mudanças de premissas atuariais são reconhecidos em Outros resultados abrangentes, e não serão reconhecidos na demonstração de resultado em período subsequente.

O custo de serviços passados – refletindo a alteração (alteração ou retirada) do plano de benefícios definidos, e o ganho ou perda na liquidação das obrigações, é determinado através da reavaliação do valor presente

líquido da obrigação, utilizando os pressupostos atuariais revistos, e é reconhecido diretamente na demonstração dos resultados do ano em que é efetuada a alteração, retirada ou liquidação.

Benefícios de curto prazo a empregados: A participação dos funcionários nos lucros, prevista no Estatuto Social da Companhia, é registrada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos funcionários e registrado na demonstração de resultados em Participação dos funcionários e administradores no resultado.

Imposto de renda e Contribuição Social

A despesa com imposto de renda e Contribuição Social representa o valor total dos impostos correntes e diferidos, apresentados separadamente nas demonstrações financeiras. A Companhia está sujeita ao regime regular tributário denominado 'Lucro Real'. No entanto, suas controladas que podem se beneficiar do regime tributário favorável, de acordo com a legislação tributária, analisam a projeção de tributos a pagar para o próximo ano, a fim de determinar o regime tributário que reduz o seu recolhimento de tributos.

Os tributos correntes e diferidos relativos a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou em Outros resultados abrangentes (ORA) são reconhecidos diretamente no patrimônio líquido.

Periodicamente, de acordo com a IFRIC 23, a Companhia e suas controladas avaliam as posições assumidas nas declarações de impostos com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações e estabelece provisões quando apropriado.

Corrente

Os ativos e passivos de imposto de renda corrente são mensurados pelo valor que se espera que seja recuperado ou pago às autoridades fiscais. As alíquotas e leis tributárias usadas para calcular o valor são aquelas que foram promulgadas ou estão substancialmente em vigor na data do relatório.

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 para as diferenças intertemporais entre o valor contábil de um ativo ou passivo no balanço patrimonial e sua base fiscal na data do relatório.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias intertemporais. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças intertemporais dedutíveis e créditos ou perdas tributárias não utilizadas, na medida que seja provável que lucros tributáveis futuros serão disponíveis para que as diferenças possam ser realizadas, com as seguintes exceções:

- Quando um passivo ou ativo 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 prejuízo tributável.
- Em relação às diferenças intertemporais tributáveis associadas a investimentos em subsidiárias, coligadas e participações em controladas em conjunto, quando o momento da reversão das diferenças temporais puder ser controlado e for provável que as diferenças temporais não sejam revertidas no futuro próximo.
- Em relação às diferenças temporais dedutíveis associadas a investimentos em subsidiárias, associadas e participações em controladas em conjunto, os ativos fiscais diferidos são reconhecidos apenas quando for provável que as diferenças temporais sejam revertidas no futuro próximo e haja lucro tributável contra o qual as diferenças temporais podem ser utilizadas.

- Estes ativos e passivos fiscais são mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicadas no ano em que o ativo for realizado ou o passivo liquidado, com base nas alíquotas (e leis tributárias) que estiverem em vigor ou substantivamente em vigor na data das demonstrações contábeis.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados na data do relatório e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável ou na medida que vira provável que lucros tributáveis futuros permitirão que sejam recuperados.

A Companhia compensa ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos se, e somente se, existe um direito legalmente exequível de compensar ativos fiscais correntes e passivos fiscais correntes, e os ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos se relacionam com impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre ou sobre a entidade tributável.

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 usuais 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 deve ser esperado que a venda seja 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 (PP&E) 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 empreendimentos 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 foi alienada ou é classificada como mantida para venda, e:

- representa uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações;
- faz parte de um único plano coordenado para descontinuar uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações; ou
- é uma subsidiária adquirida exclusivamente com o objetivo de revender.

Operações descontinuadas são excluídas do resultado de operações em continuidade, sendo apresentadas como um único valor no resultado, após os tributos, em Operações descontinuadas, na demonstração de resultados.

Informações adicionais são apresentadas na Nota 32 às demonstrações financeiras consolidadas. Todas as outras notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas incluem valores para operações continuadas, exceto quando indicado de outra forma.

Reconhecimento de receita

Em geral, a receita de contratos com clientes é reconhecida quando a obrigação de desempenho é satisfeita, por um valor que reflete a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca dos bens ou serviços transferidos, que deve ser alocado a essa obrigação de desempenho. A Companhia reconhece a receita apenas quando é provável que receba 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 de contrapartida no vencimento.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia fornecida 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 ainda 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. No caso do contrato de concessão de distribuição, a receita não faturada é estimada tendo como base o volume de energia elétrica consumida e não faturada no período. O fornecimento é faturado mensalmente de acordo com o calendário de medição, de acordo com os regulamentos do setor.

Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

As receitas de uso do sistema de distribuição (TUSD) recebidas pela Companhia de outros concessionários e outros clientes que utilizam a rede de distribuição são reconhecidas no mês em que os serviços são prestados. O fornecimento não faturado de energia no varejo, entre o último medição de consumo e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior ou no valor contratual, de acordo com as instruções específicas nos regulamentos da concessão. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

A receita da 'Parcela A' e Outros componentes financeiros nos ajustes tarifários são reconhecidos na demonstração do resultado quando os custos de aquisição de energia efetivamente incorridos forem diferentes daqueles considerados pelo Poder concedente quando estabelece a tarifa de distribuição de energia.

Ajustes dos fluxos de caixa esperados do ativo financeiro da concessão de distribuição de energia são apresentados como receita operacional, juntamente com as outras receitas relacionadas aos serviços de distribuição de energia.

As receitas de fornecimento de gás são reconhecidas mensalmente, quando há o fornecimento de gás, com base no volume medido e nas tarifas especificadas no contrato. O faturamento é feito mensalmente. Além disso, o fornecimento de gás não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no volume de gás entregue, mas ainda não faturado. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e os realizados não são relevantes, e são contabilizadas no mês seguinte.

As receitas provenientes dos serviços da concessão de transmissão são reconhecidas mensalmente no resultado e incluem:

- A Receita de construção, que corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base na satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo. A mensuração é efetuada com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre a receita total, e a margem de lucro do empreendimento.
- A receita de operação e manutenção corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção prevista no contrato de concessão de transmissão, após o término da fase de construção. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros sobre o ativo do contrato, registrada como receita bruta de concessão de transmissão no resultado. Corresponde à componente significativa de financiamento no ativo contratual e é reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos, que não é alterada posteriormente. A taxa média implícita da Companhia é de 6,68%. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. Incluem a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

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

A margem de lucro da atividade de operação e manutenção da infraestrutura de transmissão é determinada com base no preço de venda individual do serviço, a partir de informações disponíveis sobre o valor da contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da prestação dos serviços prometidos ao cliente, nos casos em que as controladas transmissoras da Companhia tem direito, de forma separada, à remuneração pela atividade de operar e manter, conforme IFRS 15 – *Receita de contrato com o cliente*, e os custos incorridos para a prestação de serviços da atividade de operação e manutenção.

A Resolução Aneel 729/2016 regulamenta a Parcela Variável (ou 'PV'), que é a penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica e da sobretaxa correspondente às gratificações pecuniárias atribuídas às concessionárias a título de incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão. A Companhia avaliou os efeitos da PV, com base em dados históricos, e concluiu que o reconhecimento da eventual contraprestação variável decorrente da PV estimada não resultaria em informações contábeis relevantes. Portanto, para as duas situações descritas, o reconhecimento é efetuado como um ajuste da receita, seja como um aumento ou uma redução da receita de operação e manutenção, quando ocorrer.

Arrendamento

A Companhia avalia, no início do contrato, se um contrato é ou contém um contrato de arrendamento – isto é, se o contrato transmite 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 de ativos de baixo valor.

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 durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso).

Ativos de direito de uso: 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 de direito de utilização são medidos ao custo, menos quaisquer amortizações acumuladas e perdas por redução de valor recuperável, e ajustados para qualquer reavaliação de passivos de arrendamento. O custo dos ativos de 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 ao longo do período mais curto de: o termo do arrendamento, e a vida útil estimada do ativo.

Se a propriedade do ativo arrendado for transferida para a Companhia 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 arrendamento: Na data de início do contrato de arrendamento, a Companhia 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 do arrendamento englobam pagamentos fixos (incluindo Pagamentos Fixos em Substância – *'in-substance fixed lease payments'*) menos quaisquer incentivos de arrendamento a receber, pagamentos variáveis do arrendamento que dependem de um índice ou uma taxa, e valores que se espera que sejam pagos sob as garantias de valor residual. Os pagamentos do arrendamento também incluem o preço de exercício de uma opção de compra onde há razoável certeza que será exercida pela Companhia, e o pagamento de multas pela rescisão do contrato, se o prazo do arrendamento refletir o exercício pela Companhia da opção de terminar. Os pagamentos variáveis de

arrendamento 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 Companhia usa sua taxa incremental de juros para empréstimos na data de início do arrendamento, porque a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. Após a data de início, o valor das obrigações do arrendamento é aumentado para refletir o acréscimo de juros, e reduzido para os pagamentos do arrendamento já efetuados. Além disso, o valor contábil dos passivos de arrendamento é remensurado 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.

A Companhia reconhece separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamentos e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

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 a curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor são reconhecidos como despesa pelo método linear durante o termo do arrendamento.

Principais fatores que afetam nosso desempenho financeiro

Análise de vendas de energia 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 “*Item 4: O setor energético brasileiro – Tarifas*”.

Cobramos dos clientes regulados seu consumo efetivo de energia em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. 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 da energia que compramos são determinadas com referência à capacidade contratada, e aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta os componentes *tarifa média* (em Reais por MWh), e *volumes vendidos* (em GWh) de vendas de energia nos períodos indicados. O termo ‘tarifa média’ se refere a receita total da categoria de cliente, dividida pelos MWh utilizados por essa categoria, e não reflete necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma categoria específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

Exercício findo em 31 de dezembro de	2021	2020	2019
Vendas de energia:			
Tarifas médias a clientes finais (R\$ /MWh)			
Tarifa industrial.....	322,41	327,62	320,04
Tarifa residencial.....	994,43	899,31	917,41
Tarifa comercial	662,38	580,91	582,62
Tarifa rural	645,45	581,49	542,26
Tarifa de serviços públicos e outros	646,24	540,52	548,43
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais.....	16.361	12.731	14.873
Clientes residenciais	11.186	10.981	10.538
Clientes comerciais	8.334	8.571	9.335
Clientes rurais	3.975	3766	3795
Serviços públicos e outros clientes	3.373	3.319	3.635
Tarifa média (R\$ /MWh)	616,83	584,18	569,76
Receita total (milhões de R\$).....	26.665	23.009	23.918
Vendas a concessionárias:			
Volume (GWh)	10.825	13.907	11.920
Tarifa média (R\$ /MWh)	279,35	241,82	246,90
Receita total (milhões de R\$).....	3.023	3.363	2.943

Tarifas de distribuição

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 de remuneração e depreciação desses ativos. Na revisão, o Poder concedente 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.

Em 20 de maio de 2021, a Cemig apresentou à Aneel proposta de reversão de R\$ 1.573 milhões para os consumidores de sua área de concessão, referente ao componente financeiro de ressarcimento de valores do Pasp/Cofins, com o objetivo de contribuir para a redução de tarifas em uma época na qual a sociedade como um todo buscava reduzir os impactos da pandemia. Em 25 de maio de 2021, a Aneel aprovou o reajuste com a inserção deste componente negativo, reduzindo o efeito médio do reajuste tarifário da Cemig D de 2021 para 1,28%. Essa tarifa entrou em vigor a partir de 28 de maio de 2021 e permanece a mesma até 27 de maio de 2022. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) aumento de 11,48%, devido ao Índice de Reajuste Tarifário (IRT); (ii) aumento de 13,17% pela Conta de Variação dos Itens da Parcela A ('CVA' – custos não gerenciáveis); e (iii) redução de 23,27% relacionada a outros ajustes financeiros.

Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig D em 2021, 2020 e 2019, e as revisões dos seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2021	2020	2019
Ajuste tarifário médio anual/periódico	1,28%	0,00%	8,73%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	11,48%	6,07%	1,94%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	13,17%	-14,31%	15,98%
Outros ajustes financeiros	-23,37%	8,24%	-9,18%

Tarifas de transmissão

Em janeiro de 2013, nossa concessão de transmissão foi renovada por mais 30 anos, de acordo com as regras definidas na Lei 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, fazendo parte 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 120/2016. Essa receita consiste em dois componentes. Um refere-se ao componente 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 183/2017, anexa à Resolução Homologatória 2.258/2017, que ratificou o cálculo do RAP para o ciclo 2017–2018, o valor total do custo de capital dos ativos não indenizados por esse ciclo é de R\$ 370,8 milhões.

Com relação aos processos de reajuste, o contrato de concessão de transmissão prevê uma revisão a cada cinco anos. A primeira revisão após a renovação da concessão era para acontecer em julho de 2018. No entanto, ocorreu apenas em 2020, com efeito retroativo a partir de julho de 2018. A metodologia para essa revisão foi aprovada pela Resolução Normativa 816/2018, que inclui um novo critério para avaliação da base de ativos, e captura de outras receitas para moderação tarifária. Um novo modelo de cálculo de custos operacionais está sendo discutido com o regulador.

O total das RAPs da Cemig GT para o ciclo 2021–2022 – para os contratos de concessão 06/1997, 079/2000 e 04/2005 – foi de R\$ 753 milhões. Além dos montantes das RAPs, foram ratificados *Parcelas de Ajuste* ('PAs') no montante de R\$ 21 milhões para estas concessões. No ciclo anterior, os RAPs desses contratos de concessão totalizaram R\$ 840 milhões, e a PA foi equivalente a R\$ 66 milhões. O valor mais baixo para 2021–2022 reflete o reperfilamento do Componente Financeiro do custo anual dos ativos dentro da Rede Básica (Sistema Interligado Nacional) de Contrato de Concessão 06/1997.

No ciclo 2021–2022, a receita do Contrato de Concessão 06/1997 foi equivalente a R\$ 697 milhões, contra R\$ 858 milhões pelo ciclo anterior, uma redução de R\$ 161 milhões. O reperfilamento da Componente Financeiro resultou numa redução de receita de R\$ 237 milhões. O componente financeiro para o ciclo 2020–2021 foi de R\$ 332 milhões (R\$ 264 milhões em RAP e R\$ 69 milhões pagos sob a forma da Parcela de Ajuste) e foi reduzida para R\$ 96 milhões no ciclo 2021–2022. O índice de inflação do IPCA aplicado no ajuste da RAP foi equivalente a 8,05%. Houve um aumento da RAP para o Rede Básica, devido à entrada no total de novas obras em 2020–2021 – um aumento de R\$ 26 milhões nos preços da RAP em junho de 2021.

Além da RAP, foi ratificada um Componente de Ajuste de R\$ 13,2 milhões no ciclo 2021–2022, relativa às diferenças entre a Receita Permitida e os montantes efetivamente recebidos no ciclo anterior.

Em relação ao Componente Financeiro, embora o reperfilamento tenha resultado em uma redução significativa no ciclo 2021–2022, resulta em um ganho no fluxo até 2028:

Em R\$ '000 de junho de 2021

Revisão tarifária 120/2016 – Componente financeiro	2020–2021	2021–2022	2022–2023	2023–2024	2024–2025	2025–2026	2026–2027	2027–2028	VPL (R\$) @7,71%
Ratificada na Revisão Tarifária	359.724*	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	1.338.779
Com reperfilamento	359.274	95.805	140.422	297.755	297.755	297.755	297.755	297.755	1.487.218

* O ciclo 2020-21 do fluxo da revisão inclui a porção correspondente do PA, que após o reperfilamento foi considerada como parte integrante do RAP.

A RAP da Cemig GT Itajubá (Contrato de Concessão 079/2000) foi aumentada em 46% no ciclo 2021–2022 em relação ao período anterior, refletindo (i) o índice de inflação da IGPM do período, que foi de 37,04%, e (ii) o resultado da Revisão Tarifária Periódica para o período 2019–2024 (Resolução Homologatória 2.839/2021), que reposicionou os RAPs para a Rede Básica em 72%.

A Porção de Ajuste para o Cemig GT Itajubá também tem um valor positivo significativo, refletindo o efeito do ajuste retroativo dos RAPs para a Rede Básica, quando foram submetidos à Revisão Tarifária Periódica. Neste ciclo, a Porção de Ajuste foi de R\$ 9,1 milhões, dos quais R\$ 16 milhões foram o efeito da revisão retroada dos RAPs para o Rede Básica, e a diferença entre a Receita Permitida e a receita efetiva recebida no ciclo anterior foi negativa em R\$ 7 milhões. O efeito positivo do ajustamento retroativo estender-se-á até ao ciclo 2023–2024, uma vez que foi dividido em três parcelas a serem pagas nos anos restantes do ciclo de revisão deste contrato de concessão.

Além dos contratos de concessão 06/1997 e 079/2000, a Cemig também detém a concessão da *Centroeste*, com o Contrato de Concessão 04/2005, para a qual a RAP no ciclo 2021–2022 era de R\$ 27,5 milhões. Seu valor é ajustado de acordo com o índice de inflação IGPM. O montante da *Porção de Ajuste* ratificado para este contrato no ciclo 2021–2022 não foi significativo, sendo de R\$ 1,0 milhões.

Em dezembro de 2021, a Cemig GT também adquiriu o concessionário *Sete Lagoas Transmissora de Energia* (SLTE), que detém o Contrato de Concessão 059/2010 SLTE, do qual a RAP para o ciclo 2021–2022 equivalia a um montante adicional de R\$ 8,0 milhões. Este valor é atualizado de acordo com o índice de inflação IPCA. A Porção de Ajuste deste contrato foi equivalente a R\$ 0,4 milhões negativos.

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, nos períodos em que o Real cai em relação ao dólar norte-americano ou a outras moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e posição financeira podem ser afetados adversamente, mesmo havendo cobertura via *hedge* dessa dívida em moeda estrangeira. O ganho ou perda cambial e/ou de correção monetária decorrentes da variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do Real em relação ao dólar norte-americano, ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil.

Impactos da Covid-19

Visão geral

Enquanto 2020 foi fortemente impactado pela pandemia do Covid-19, gerando altos impactos social, econômico e financeiro, 2021 foi um ano de recuperação econômica graças à rápida distribuição e aplicação de vacinas em todo o mundo, inclusive no Brasil, que permitiu o regresso a uma certa normalidade em termos de atividade.

Em 23 de março de 2020 a Companhia criou o *Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus*, para garantir que esteja preparada para tomar decisões à luz da situação em rápida mudança, que se tornou mais abrangente, complexa e sistêmica.

Além disso, de acordo com as recomendações da OMS e do Ministério da Saúde, com o objetivo de contribuir para os esforços da população e das autoridades para conter a doença, 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 para monitorar a evolução de casos suspeitos; alterar horários de trabalho para evitar aglomerações; restrição de viagens nacionais e internacionais; suspensão de visitas técnicas e eventos nas instalações da Companhia; utilização de meios remotos de comunicação; adoção de políticas de trabalho-de-casa para um número substancial de funcionários, que começaram gradualmente a

voltar ao trabalho em janeiro de 2022; fornecimento de máscaras faciais para os funcionários em serviço externo ou em suas instalações; e exigência que os fornecedores terceirizados coloquem os mesmos procedimentos em prática.

A Companhia também adotou as seguintes medidas adicionais:

- Termos flexíveis para o fluxo de pagamentos e prestações de quantias cobradas aos clientes, no âmbito dos programas lançados pela Companhia em 2020;
- Lançamento, em 20 de abril de 2021, de uma campanha de negociação que permite que os clientes comerciais de baixa tensão com pagamentos em atraso paguem o que é devido em até 12 prestações mensais sem juros, incluindo isenção da inflação por 45 dias, com o objetivo de manter baixos os pagamentos dos pequenos comerciantes e do setor dos serviços, assegurando a sua sustentabilidade e contribuindo para a sua sobrevivência no período mais crítico da pandemia;
- Juntar-se ao movimento da sociedade civil chamado *Unidos pela vacina*, para colaborar efetivamente com o processo de vacinação no Estado de Minas Gerais, fornecendo apoio direto a 425 municípios. A participação da Companhia ocorreu por meio do apoio de seus funcionários, que ajudaram a transportar vacinas e a levar profissionais a vários municípios para a entrega de vacinas em regiões rurais, incluindo a pessoas acamadas, bem como a doação de R\$ 3 por pessoa que tomou a vacina, para promover o acesso à vacina contra o Covid-19 em municípios do Estado de Minas Gerais.

Impacto da Covid-19 nas demonstrações financeiras

Desde março de 2020, a Companhia monitora o impacto da pandemia de Covid-19 em seus negócios e no mercado em que opera. A Companhia implementou uma série de medidas preventivas para proteger a saúde de seus funcionários e prevenir a disseminação do novo coronavírus em suas instalações operacionais e administrativas. Muitas destas medidas foram continuadas em vários meses de 2021. Essas medidas foram implementadas de acordo com as recomendações da Organização Mundial de Saúde (OMS) e do Ministério da Saúde do Brasil e têm como objetivo complementar os esforços do público e das autoridades brasileiras para prevenir a propagação do vírus.

A Cemig encontrou desafios significativos como resultado da pandemia; entretanto, tem demonstrado resiliência operacional e sustentabilidade, permitindo o fornecimento de energia de qualidade aos seus clientes, garantindo o fornecimento ininterrupto de serviços a hospitais e outros serviços públicos. Como a Cemig é uma empresa integrada, com negócios diversificados nos setores de geração de energia, transmissão, venda e distribuição, ela tem sido capaz de manter o que acredita ser um desempenho financeiro estável durante a pandemia.

Em 31 de dezembro de 2021, a partir da observação dos efeitos econômicos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas utilizadas para calcular o valor justo e o valor recuperável de certos ativos financeiros e não financeiros, conforme 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. As condições de mercado, a exposição à variação cambial do montante principal das dívidas e a variação do justo valor dos instrumentos financeiros derivativos, as previsões das taxas de juro e de câmbio futuras, e a liquidação semestral dos instrumentos derivados, resultou em perda líquida de R\$ 892 milhões em 2021. 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 na despesa de variação cambial da Companhia, se o cenário projetado ocorrer. Procurando gerir diligentemente as suas responsabilidades e reduzir o seu risco de liquidez e a sua exposição ao dólar, em 05 de agosto de 2021 a Cemig lançou a sua oferta para adquirir até US\$500 milhões dos seus títulos de dívida emitidos no mercado externo, com vencimento em 2024 e com cupão anual de 9,25%. Além disso, em 7 e 8 de junho de 2021, as transações de hedge contratadas foram parcialmente desfeitas, por um volume de US\$500 milhões. Isso resultou em um ganho de US\$774 milhões de dólares para a Companhia. Para mais informações, ver Nota 31(b).

- Na mensuração da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, a Companhia avaliou as circunstâncias da pandemia Covid-19 e as medidas tomadas para reduzir o impacto da retração econômica. A Companhia intensificou as medidas para mitigar os riscos de inadimplência, com uma campanha específica de negociação com clientes, cobrança individual na justiça, expansões dos canais de negociação, e diversificação dos meios de pagamento. A Companhia acredita que as medidas adotadas atenuaram os efeitos da crise econômica na coleta de contas a receber. As Resoluções 928 e 936 da Aneel estenderam a regra relativa à suspensão do fornecimento de energia à subcategoria de consumidores de baixo rendimento e a determinados outros clientes até 31 de dezembro de 2021.
- As premissas aplicadas pela Administração para determinar a quantia recuperável dos investimentos em subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas não foram significativamente influenciadas pela pandemia de 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. Por conseguinte, não foram reconhecidas perdas adicionais por redução a valor recuperável nos seus investimentos em filiais, entidades controladas conjuntamente ou coligadas devido à crise econômica.
- Apesar das incertezas relacionadas com os desdobramentos 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 Companhia avaliou o comportamento das taxas de juros e de desconto que constituem a base para o cálculo das obrigações pós-emprego e acredita que não são significativamente afetadas por questões macroeconômicas a curto e médio prazo, uma vez que os principais pressupostos utilizados são de longo prazo.
- A Companhia revisou os ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo para refletir as condições e taxas atualmente projetadas, cujos impactos são apresentados na Nota 31.
- No mercado de energia, o volume de energia vendida a clientes cativos e transportada para Clientes Livres e distribuidoras com acesso às redes da Cemig D aumentou em 5,1% de 2020 a 2021, refletindo a flexibilização das exigências de isolamento social. O aumento possui dois componentes: aumento de 0,6% no consumo do mercado cativo, e aumento de 10,3% em uso da rede pelos Clientes Livres.

Os impactos da pandemia de Covid-19 divulgados nessas demonstrações financeiras foram baseados nas melhores estimativas da Companhia, e não são esperados efeitos significativos a longo prazo.

Resultados operacionais

Exercício de 2021 comparado ao exercício de 2020

Receita líquida

A receita operacional líquida aumentou 33,37%, de R\$ 25.228 milhões em 2020 para R\$ 33.646 milhões em 2021, conforme apresentado a seguir.

	2021	Receita líquida	2020	Receita líquida	2021 vs.
	(em milhões de R\$)	(%)	(em milhões de R\$)	(%)	2020 (%)
Vendas de energia para clientes finais	26.651	79,21	23.018	91,24	15,78
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias	2.968	8,82	3.414	13,53	(13,06)
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros.....	2.146	6,38	455	1,80	371,65
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização.....	1.317	3,91	266	1,05	395,11
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	3.448	10,25	3.022	11,98	14,10
Receita de manutenção e operação de transmissão	355	1,06	280	1,11	26,79
Receita de juros decorrente do componente financiamento no ativo contratual de transmissão .	660	1,96	438	1,74	50,68
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	54	0,16	16	0,06	237,50
Ganho de atualização financeira da Bonificação pela outorga	523	1,55	347	1,38	50,72
Receitas de construção	2.104	6,25	1.637	6,49	28,53
Transações de energia na CCEE	1.157	3,44	154	0,61	651,30
Mecanismo da venda de excedentes.....	453	1,35	234	0,93	93,59
Fornecimento de gás	3.470	10,31	2.011	7,97	72,55
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(70)	(0,21)	(51)	(0,20)	37,25
Recuperação de créditos de PIS, Pasep e Cofins ref. ICMS	154	0,46	–	–	–
Outras receitas	1.935	5,75	1709	6,77	13,22
Impostos e encargos incidentes sobre a receita.....	(13.679)	(40,66)	(11.722)	(46,46)	16,70
Total das receitas operacionais líquidas	33.646	100,00	25.228	100,00	33,37

Vendas de energia para clientes finais

A receita com energia vendida a clientes finais em 2021, foi de R\$ 26.651 milhões, comparado a R\$ 23.018 milhões em 2020, representando um aumento de 15,78%.

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 25 de maio de 2021 teve efeito de aumento médio de 1,28% nas tarifas de clientes, em comparação com o efeito de um aumento médio de 8,73% efetivo a partir de 28 de maio de 2019.
- Aumento de 9,81% no volume de energia vendida aos clientes finais.

O Ajuste Tarifário Anual da Cemig D, em vigor de 28 de maio de 2021 a 27 de maio de 2022, com um aumento médio percebido pelos clientes de 1,28% – seus componentes incluíram aumentos médios de: 2,14% para clientes de alta tensão e 0,89% para clientes ligados a baixa tensão. Não havia nenhum ajuste às tarifas para clientes residenciais conectados em baixa tensão. Este resultado é o efeito de: i) Variação de 2,64% dos custos da parcela B e dos repasses diretos dentro da tarifa, que foram reduzidos em 1,37% – estes últimos com efeito econômico zero para a empresa, sem afetar a rentabilidade – relativamente aos seguintes elementos: (a) aumento de 8,84% dos custos não controláveis ('Parcela A'), principalmente relacionados com a aquisição de energia, encargos regulamentares e taxas de transmissão; (b) diminuição de 8,80% dos componentes financeiros do processo em curso, liderada pela redução de R\$ 1.573 mil para os créditos dos impostos PIS/Pasep e Cofins, que gerou uma variação negativa na tarifa de 9,67%, e a reversão da conta Covid (8,78%);

e (c) retirada de 1,41% dos componentes financeiros do processo anterior. Vide Nota 14 às demonstrações financeiras consolidadas.

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).

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela Cemig em 2021 teve um aumento de 1,46% em relação a 2020:

GWh (2)	2021	2020	Var %
Residencial.....	11.186	10.981	1,87
Industrial.....	16.361	12.731	28,51
Comércio, serviços e outros.....	8.334	8.571	(2,77)
Rural.....	3.975	3.766	5,55
Poder público.....	729	714	2,10
Iluminação pública.....	1.226	1.243	(1,37)
Serviço público.....	1.418	1.362	4,11
Sub-total.....	43.229	39.368	9,81
Consumo próprio.....	33	34	(2,94)
	43.262	39.402	9,80
Suprimento a outras concessionárias (1).....	10.825	13.907	(22,16)
Total.....	54.087	53.309	1,46

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 regulamentado (CCEARs) e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2021 apresentou alta de 1,87% em relação a 2020. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2021, na Cemig D – aumentando o número total de conexões em 2,6%.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2021 apresentou um aumento de 28,51% em relação a 2020. Este aumento reflete principalmente novos contratos de venda a Clientes Livres, com início de suprimento em janeiro de 2021.

Comércio, serviços e outros Diminuição de 2,77% do volume de energia vendido à categoria de clientes comerciais, principalmente devido à migração significativa de clientes para a Geração Distribuída e o Mercado Livre. Além disso, esta categoria de clientes continua a registrar uma diminuição em 2021, mais do que as outras categorias, devido ao impacto da pandemia na atividade econômica e no consumo.

Serviço público O consumo foi 4,11% maior em 2021, refletindo principalmente um aumento do consumo relacionado à captação de água, devido ao baixo volume de chuvas em vários meses de 2021, e também o consumo muito baixo dessa categoria em 2020.

Rural: O consumo de usuários rurais aumentou 5,55% em 2021, refletindo principalmente o aumento do consumo de irrigação, devido ao menor volume de chuvas em 2021.

Suprimento no atacado a outras concessionárias A venda de energia a outras concessionárias diminuiu 22,16% em relação a 2020, principalmente devido à migração significativa dos clientes para a Geração Distribuída e o Mercado Livre. Além disso, esta categoria de clientes continua a sofrer em 2021, mais do que as outras categorias, o impacto da pandemia na atividade econômica, e assim, no consumo.

Receita de uso dos sistemas de distribuição (TUSD): Refere-se à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos Clientes Livres sobre a energia distribuída. Em 2021, essa receita foi de R\$ 3.448 milhões, comparada aos R\$ 3.022 milhões em 2020, um aumento de 14,10%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- O volume de energia transportada em 2021 foi 10,27% superior ao mesmo período de 2020, devido a: (i) maior consumo por clientes rurais para irrigação; (ii) migração de clientes comerciais para o Mercado Livre; e (iii) crescimento do mercado industrial em 2021, devido à recuperação da economia.

CVA (Compensação de variação de custos da 'Parcela A'), e Outros componentes financeiros, em aumentos tarifários: A Cemig reconhece 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. O montante desta diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da Cemig D. Em 2021 isso representou uma receita de R\$ 2.146 milhões, em comparação a receita de R\$ 455 milhões em 2020. O aumento deve-se ao custo da energia adquirida no mercado regulamentado e aos custos de transmissão.

Receita de concessão da transmissão

- A receita de construção corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base no cumprimento da obrigação de desempenho ao longo do tempo. É mensurada com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre a receita total, e a margem de lucro do empreendimento. Para maiores informações, veja Nota 15 das demonstrações financeiras consolidadas.
- A receita de manutenção e operação corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção após o término da fase de construção, prevista no contrato de concessão de transmissão. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros reconhecida sobre o ativo do contrato, registrada como receita bruta de concessão de transmissão no resultado. Esta receita corresponde à componente significativa de financiamento do ativo contratual, sendo reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos, que não é alterada posteriormente. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. Inclui a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

Receita de transações em energia elétrica na CCEE A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 1.157 milhões em 2021, comparado a R\$ 154 milhões em 2020, um aumento de 651,30% em relação ao ano anterior. Este montante mais elevado deve-se ao excesso de energia entre janeiro e dezembro de 2021, em comparação com as posições do déficit em 2020. No ano de 2021 foram realizadas vendas bilaterais de curto prazo que aumentaram a exposição da Companhia na CCEE.

Receita de fornecimento de gás: A Cemig registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R\$ 3.470 milhões em 2021. Em comparação aos R\$ 2.011 milhões de 2020, houve um aumento de 72,55%. Isso reflete principalmente a redução do volume de gás vendido ao mercado atacadista em 2021, principalmente nos segmentos termoeletrico e industrial.

Receitas de construção: As receitas de construção e infraestrutura da distribuição e transmissão foram de R\$ 1.852 milhões em 2021, comparadas com R\$ 1.435 milhões em 2020, um aumento de 29,06%. Essa variação é devida principalmente à execução de uma parcela maior do orçamento do Plano de Investimentos em ativos relacionados à infraestrutura da concessão, especialmente nas redes de sub-transmissão e na expansão, reforço e melhorias na infraestrutura de alta tensão.

Receitas de adiantamentos por serviços prestados: Receita no montante de R\$ 154 milhões provenientes da negociação com um Cliente Livre que resultou num reconhecimento de receitas relacionadas com os serviços de comercialização prestados antecipadamente pela subsidiária ESCEE, em junho de 2021.

Outras receitas: As outras receitas foram de R\$ 1.934 milhões em 2021, ante R\$ 1.709 milhões em 2020, ou 13,17% acima do ano anterior. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 27 das demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita: Os impostos e demais tributos aplicados às receitas em 2021 foram de R\$ 13.679 milhões, ou 16,70% mais que em 2020 (R\$ 11.722 milhões), conforme mostrado a seguir:

- **Conta de Desenvolvimento Energético ('CDE'):** Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético, ou 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 2021 foram de R\$ 2.658 milhões, em comparação a R\$ 2.443 milhões em 2020. 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.
- **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 2021, foram de R\$ 28.236 milhões, um aumento de 31,75% em relação aos de 2020 (R\$ 21.432 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2020 e 2019, expressos como percentuais do faturamento:

	2021	% da Receita	2020	% da Receita	2021 vs.
	(milhões de R\$)	líquida	(milhões de R\$)	líquida	2020 (%)
Energia comprada para revenda	(16.101)	47,85	(12.111)	48,01	32,93
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(3.337)	9,92	(1.748)	6,93	90,90
Depreciação e amortização	(1.049)	3,12	(989)	3,92	6,07
Pessoal	(1.240)	3,69	(1.276)	5,06	(2,82)
Gás comprado para revenda	(2.011)	5,98	(1.083)	4,29	85,69
Serviços terceirizados	(1.450)	4,31	(1.265)	5,01	14,62
Benefícios pós-emprego	(16)	0,05	(438)	1,74	(96,35)
Materiais.....	(94)	0,28	(79)	0,31	18,99
Provisões operacionais e <i>impairment</i>	(375)	1,11	(423)	1,68	(11,35)
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(134)	0,40	(142)	0,56	(5,63)
Custos de construção de infraestrutura	(2.036)	6,05	(1.581)	6,27	28,78
Outras despesas operacionais, líquidas.....	(394)	1,17	(297)	1,17	33,11
Total das despesas e custos operacionais ..	(28.237)	83,92	(21.432)	84,95	31,75

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2021 e 2020:

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2021 foram de R\$ 16.101 milhões, representando um aumento de 32,95% em comparação aos R\$ 12.111 milhões de 2020. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- As despesas com energia adquirida em leilões no Mercado Regulado aumentaram 87,22%, totalizando R\$ 6.242 milhões em 2021, ante R\$ 3.334 milhões em 2020. Este aumento se deve principalmente a maiores custos variáveis em contratos de comercialização no Mercado Regulado, devido aos maiores despachos das plantas térmicas.
- Os gastos com aquisição de geração distribuída foram de R\$ 1.268 milhões em 2021, ante R\$ 678 milhões em 2020, 87,02% superior. Essa variação decorre do aumento do número de instalações geradoras (115.868 em dezembro de 2021, comparada a 63.845 em dezembro de 2020) e do aumento na quantidade de energia injetada (1.919.881 MWh em 2021, comparado a 1.008.589.663 MWh em 2020).
- Custos de energia adquirida no Ambiente Livre mais altos, de R\$ 4.976 milhões em 2021, comparado com R\$ 3.977 milhões em 2021, principalmente associados com novos contratos de compra feitos para mitigar o risco de exposição e para recomposição de fontes incentivadas.

Este é um custo não gerenciável para Cemig D: 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 28 das demonstrações financeiras consolidadas.

Taxas de Uso da Rede Básica de Transmissão

Os encargos de uso da rede elétrica nacional em 2021 foram de R\$ 3.337 milhões, ante R\$ 1.748 milhões em 2020, representando um aumento de 90,90%.

A diferença principalmente reflete taxas de transmissão menores em 2T20, que resultou em saída de caixa menor das distribuidoras durante a pandemia. O aumento em 2021 foi devido a um volume menor de transmissão em 2020, que se recuperou em 2021 por aproximadamente 40% a partir de julho de 2020. E mesmo considerando que, em julho de 2021, houve uma redução de aproximadamente 10% no aumento, o resultado final para o ano de 2021 foi, em média, um custo 17% maior do que em 2020.

Esse custo não é gerenciável no negócio de distribuição: a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Pessoal

As despesas com pessoal em 2021 foram de R\$ 1.240 milhões, contra R\$ 1.276 milhões em 2020, uma diminuição de 2,82%. Esta variação deve-se, principalmente, a uma redução de 4,36% no número médio de empregados, sendo de 5.025 em 2021 em comparação com 5.254 em 2020. Houve redução de custos e despesas com o programa de demissão voluntária no primeiro semestre de 2021, sendo de R\$ 35.238, contra R\$ 58.850 no mesmo período de 2020; e reajustes salariais de 4,77% a partir de novembro de 2020 e 11,08% a partir de novembro de 2021, devido ao Acordo Coletiva de Trabalho.

Gás comprado para revenda

Em 2019 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R\$ 2.011 milhões, comparada a uma despesa de R\$ 1.083 milhões em 2020, representando um aumento de 85,69%. Isso se deve

principalmente ao aumento de 45,20%, principalmente devido à geração de energia termoeétrica, que foi 205,32% maior, devido aos níveis dos reservatórios das plantas ser menores do que o esperado em 2021. Isso causou um maior despacho das instalações termoeétricas. A margem do gás natural foi ajustada, de acordo com o índice de inflação IGPM, em 25,70% em 2021. Outro aspecto importante é o aumento do custo médio do gás em 2021, na ordem dos 42,70%, que também se refletiu na tarifa.

Provisões operacionais e reduções a valor recuperável

As provisões operacionais foram de R\$ 375 milhões em 2021, em comparação a R\$ 423 milhões em 2020, uma redução de 11,35%. A redução ocorreu principalmente devido a:

- Provisões para a opção SAAG 88,68% mais altas, representando uma despesa de R\$ 100 milhões em 2021, contra R\$ 53 milhões em 2020, refletindo principalmente os efeitos negativos sobre o valor justo da Mesa resultantes do julgamento adverso no processo de arbitragem envolvendo a SAE.
- Variação das provisões para impostos, que refletiu o reconhecimento de R\$ 2 milhões em 2021, contra R\$ 75 milhões em 2020. Esta variação resulta, principalmente, de uma sentença proferida a favor da Companhia em um dos casos administrativos relacionados às contribuições para a segurança social de janeiro a outubro de 2010, que resultou em cancelamentos de débitos fiscais, de acordo com cálculos da Receita Federal. Para mais detalhes, veja Nota 28 das demonstrações financeiras consolidadas.
- Constituição de provisões estimadas para perdas em empréstimos a partes relacionadas em 2020, referentes a créditos devidos pela Renova totalizando R\$ 37.

Para maiores informações, veja Nota nº 25 das demonstrações financeiras consolidadas.

Participação dos funcionários e administradores no resultado

A despesa com Participação dos Funcionários e Administradores no Resultado foi de R\$ 134 milhões em 2021, em comparação com R\$ 142 milhões em 2020. A redução deveu-se ao menor lucro líquido consolidado da Cemig – base de cálculo dessa despesa.

Custos de construção de infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura foram de R\$ 2.036 milhões em 2021 comparados a R\$ 1.581 milhões em 2020, um aumento de 28,78%.

A diferença decorre principalmente do aumento do volume de investimentos na distribuição em 2021, em comparação com 2020, especialmente em sub-transmissão, expansão, reforço e melhoria da infraestrutura de alta tensão.

Este custo é integralmente compensado pela receita de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no período em ativos da concessão.

Equivalência patrimonial

Em 2021, a Cemig reportou uma receita pelo método da equivalência patrimonial de R\$ 182 milhões, em comparação com um ganho de R\$ 357 milhões em 2020. A diferença é principalmente devida a perdas 186,33% maiores na investida *Santo Antônio Energia*, que relatou uma perda, resultando em resultado de equivalência patrimonial negativa de R\$ 528 milhões em 2021, em comparação com a equivalência patrimonial negativa de R\$ 184 milhões em 2020. Esta diferença reflete, em primeiro lugar, o reconhecimento dos efeitos das decisões proferidas nos processos arbitrais em que a SAESA é parte. Veja a Nota 16 das demonstrações financeiras consolidadas para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Até o término do Acordo Coletivo de Trabalho em outubro de 2021, a Companhia oferecia aos aposentados uma cobertura de 50% da apólice de seguro de vida, com certas características específicas. No entanto, devido às alterações feitas no Acordo de 2021/2023 para oferecer e financiar seguro de vida para empregados e ex-empregados, o referido benefício pós-emprego foi encerrado e, portanto, a Companhia cancelou o saldo da obrigação, remensurado pelos pressupostos atuariais revisados, contra resultado e patrimônio, nos montantes de R\$ 415 milhões e R\$ 59 milhões respectivamente.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido totalizou receita de R\$ 2.253 milhões em 2021, em comparação com uma despesa financeira líquida de R\$ 905 milhões em 2020.

Os principais fatores que contribuíram para essa diferença entre os dois períodos foram:

- Reconhecimento, em 2021, de uma despesa de R\$ 538 milhões decorrentes da operação de *hedge* relacionada aos Eurobonds, em comparação ao reconhecimento de um ganho de R\$ 1.753 milhões em 2020. A variação em 2021 decorre de uma queda na curva de juros futuros,

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Apreciação do dólar em relação ao real em 2021 de 7,39%, em comparação com apreciação de 29% em 2020 – gerando uma despesa de R\$ 354 milhões em 2021, vs. uma despesa de R\$ 1.749 milhões em 2020.
- Reconhecimento do prêmio relativo à recompra de títulos de dívida, no montante de R\$ 491 milhões como resultado da recompra parcial dos Eurobonds.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na Nota 29 às demonstrações financeiras consolidadas.

Imposto de renda e Contribuição Social

Em 2021, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 945 milhões em relação ao lucro de R\$ 4.698 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 20,12%. Em 2020, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 936 milhões em relação ao lucro de R\$ 3.801 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 24,63%.

2020 comparado com 2019

Receita líquida

A receita operacional líquida diminuiu 1,02%, de R\$ 25.486 milhões em 2019 para R\$ 25.228 milhões em 2020, conforme apresentado a seguir.

	2020	% da Receita	2019	% da Receita	2020 vs.
	(milhões de R\$)	líquida	(milhões de R\$)	líquida	2019, %
Vendas de energia para clientes finais	23.018	91,24	24.052	94,37	(4,30)
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias ...	3.414	13,53	2.876	11,28	18,71
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros.....	455	1,80	58	0,23	684,48
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização.....	266	1,05	–	–	–
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD .	3.022	11,98	2.722	10,68	11,02
Receita de manutenção e operação de transmissão	280	1,11	352	1,38	(20,45)
Receita de juros decorrente do componente de financiamento no ativo do contrato de transmissão	438	1,74	328	1,29	33,54
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	16	0,06	18	0,07	(11,11)
Ganho de atualização financeira da Bonificação pela outorga	347	1,38	318	1,25	9,12
Receitas de construção	1.637	6,49	1.292	5,07	26,70
Transações de energia na CCEE	154	0,61	432	1,69	(64,35)
Mecanismo da venda de excedentes	234	0,93	–	–	–
Fornecimento de gás	2.011	7,97	2.298	9,02	(12,49)
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço.....	(51)	(0,20)	(58)	(0,23)	(12,07)
Recuperação de créditos de PIS, Pasep e Cofins ref. ICMS..	–	–	1.428	5,60	–
Outras receitas	1.709	6,77	1.721	6,76	(0,75)
Impostos e encargos incidentes sobre a receita.....	(11.722)	(46,46)	(12.351)	(48,46)	(5,09)
Total das receitas operacionais líquidas	25.228	100,00	25.486	100,00	(1,02)

Vendas de energia para clientes finais

A receita total com energia vendida a consumidores finais em 2020 foi de R\$ 23.018 milhões, ou 4,30% inferior ao valor de 2019 de R\$ 24.052 milhões.

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 teve efeito de aumento médio de 8,73% nas tarifas de clientes, em comparação com o efeito de um aumento médio de 23,19% efetivo a partir de 28 de maio de 2018.
- Redução de 6,66% no volume de energia vendida aos clientes finais.

O reajuste tarifário anual da Cemig D, a partir de 1º de julho de 2020, teve efeito médio de alta nas tarifas dos clientes de 4,27%. A partir de 19 de agosto de 2020 o reajuste foi recalculado, resultando no reajuste tendo efeito nulo sobre as tarifas dos clientes, devido ao ressarcimento aos clientes de R\$ 714 milhões, correspondente aos depósitos judiciais liberados após o êxito da ação da Cemig (da qual não cabem mais recursos), que reconheceu o direito de excluir os valores de ICMS da base de cálculo dos valores dos tributos PIS/Pasep e Cofins. Vide Nota 14 às demonstrações financeiras consolidadas.

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).

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela Cemig em 2020 diminuiu 1,52% em relação a 2019:

GWh (2)	2020	2019	Var %
Residencial	10.981	10.538	4,20
Industrial	12.731	14.873	(14,40)
Comércio, Serviços e Outros	8.571	9.335	(8,18)
Rural	3.766	3.795	(0,76)
Poder público	714	905	(21,10)
Iluminação pública	1.243	1.357	(8,40)
Serviço público	1.362	1.373	(0,80)
Subtotal	39.368	42.176	(6,66)
Consumo próprio	34	38	(10,53)
	39.402	42.214	(6,66)
Suprimento (no atacado) a outras Concessionárias (1)	13.907	11.919	16,68
Total	53.309	54.134	(1,52)

(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 regulamentado (CCEARs) e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2020 apresentou alta de 4,20% em relação a 2019. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2020, na Cemig D.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2020 apresentou uma redução de 14,40% em relação a 2019. Essa queda deveu-se, principalmente, à atividade industrial não ter retomado o crescimento devido à pandemia ao longo do ano.

Comercial, Serviços e Outros: O consumo foi 8,18% menor em 2020, principalmente devido à pandemia de Covid-19 durante o ano.

Rural: O consumo dos usuários rurais aumentou 0,76% em 2020.

Suprimento no atacado a outras concessionárias A venda de energia para outras concessionárias aumentou 16,68% em relação a 2019 devido ao maior volume de energia disponível vendida neste segmento, para resgatar parte do alto crédito que essas empresas têm na CCEE.

Receita de uso dos sistemas de distribuição (TUSD): Refere-se à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos clientes livres sobre a energia distribuída. Em 2020, essa receita foi de R\$ 3.022 milhões, comparada a R\$ 2.722 milhões em 2019, o que representou aumento de 11,02%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- Ajuste positivo de aproximadamente 15,47% no TUSD, no reajuste tarifário anual da Cemig D em vigor a partir de 28 de maio de 2019; mais um ajuste positivo de aproximadamente 5,74% no TUSD, no reajuste tarifário anual da Cemig D em vigor a partir de 28 de maio de 2020.

CVA (Compensação de variação de custos da 'Parcela A'), e Outros componentes financeiros, em aumentos tarifários: A Cemig reconhece a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos (onde se destacam a CDE e energia comprada para revenda) e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O montante desta diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da Cemig D – em 2020 isso representou uma receita de R\$ 455 milhões, em comparação à receita de R\$ 58 milhões em 2019. O número mais alto em 2020 que 2019 deve-se, principalmente, ao aumento dos custos com energia, e os números utilizados para custo futuro de energia no cálculo de tarifas (esta diferença gera um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia através do próximo reajuste tarifário).

Receita de concessão da transmissão

- A receita de construção corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base no cumprimento da obrigação de desempenho ao longo do tempo. É mensurada com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre o faturamento total, e a margem de lucro do empreendimento. Para maiores informações, veja Nota 15 das demonstrações financeiras consolidadas.
- A receita de manutenção e operação corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção após o término da fase de construção, prevista no contrato de concessão de transmissão. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros é reconhecida sobre o ativo do contrato, registrada como receita bruta de concessão de transmissão no resultado. Esta receita corresponde à componente significativa de financiamento do ativo contratual, sendo reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos, que não é alterada posteriormente. A média das taxas implícitas é de 6,68%. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. O total inclui a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

Receita de transações de energia elétrica na CCEE A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 154 milhões em 2020, comparado a R\$ 432 milhões em 2019, uma redução de 64,35% em relação ao ano anterior. Isso reflete um volume mais baixo de energia disponível para compensação no mercado atacadista em 2020, 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\$ 2.011 milhões em 2020, em comparação a R\$ 2.298 milhões em 2019, representando uma redução de 12,49%. Isso reflete principalmente a redução do volume de gás vendido ao mercado atacadista em 2020, principalmente nos segmentos térmico e industrial.

Receitas de construção: As receitas de construção e infraestrutura da distribuição e transmissão foram de R\$ 1.637 milhões em 2020, comparadas a R\$ 1.292 milhões em 2019, um aumento de 26,70%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia em ativos da concessão no exercício. Para o segmento de transmissão, isso representa investimento em pequenas melhorias em 2020, em função de mudanças regulatórias, e suspensão de contratos para reforços de fornecedores de obras.

Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS Os créditos de PIS/Pasep e Cofins no valor de R\$ 1.428 milhões em 2019, decorrem do êxito da ação judicial da Companhia questionando a inclusão do ICMS nestes valores desde julho de 2003.

Receita do mecanismo de comercialização do excedente de energia: A receita do mecanismo de venda de excedente de energia (MVE) foi de R\$ 234 milhões em 2020, referente às ofertas de fornecimento realizadas no final de 2019 pela Cemig D. Este mecanismo é um instrumento regulado pela Aneel que permite às distribuidoras venderem fornecimento sobre-contratado – a quantidade de energia que excede a quantidade necessária para abastecer os consumidores cativos.

Outras receitas: As outras receitas totalizaram R\$ 1.709 milhões em 2020, ante R\$ 1.721 milhões em 2019, ou 0,75% a menos que em 2019. A composição de Outras receitas está detalhada na Nota 27 às demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita: Os impostos e demais tributos aplicados às receitas em 2020 foram de R\$ 11.722 milhões, ou 5,09% menos que em 2019 (R\$ 12.351 milhões), conforme mostrado a seguir:

- Conta de Desenvolvimento Energético ('CDE'): Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético, ou 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 2020 foram de R\$ 2.443 milhões, em comparação a R\$ 2.448 milhões em 2019. 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 'Bandeiras Tarifárias': As bandeiras tarifárias são acionadas em função do nível dos reservatórios – as tarifas são aumentadas temporariamente 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. A receita dos encargos adicionais cobrados devido às 'bandeiras tarifárias' em 2020, de R\$ 149 milhões, foi 49,32% menor que em 2019 (R\$ 294 milhões). Isso reflete a aplicação da Faixa Verde para todo o ano de 2020, devido à redução da demanda em decorrência dos efeitos da pandemia de Covid-19.
- Outros impostos e encargos incidentes sobre a receita: As outras deduções significativas da receita são impostos, que são calculados com base em um percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifária realizada em junho de 2020, para o contrato 006/1997, resultou no reconhecimento de receita de R\$ 529 milhões, sendo R\$ 322 milhões para novos ativos de Rede Básica e R\$ 207 milhões para os ativos da Rede Básica, correspondentes à prorrogação das concessões, amparada na Lei 12.783/13, cujos efeitos foram incluídos na Base de Remuneração Regulatória ('BRR'). Em dezembro de 2020, o contrato 079/2020 também foi submetido à revisão tarifária periódica, que resultou no reconhecimento de receita de R\$ 23 milhões (R\$ 22 milhões, líquido de PIS/Pasep e Cofins). As receitas resultantes das revisões tarifárias periódicas representam, principalmente, a variação da taxa de remuneração regulatória para a atividade de transmissão e a remensuração do Valor Novo de Reposição (VNR) da Base de Remuneração Regulatória.

Adicionalmente, essas receitas foram impactadas pelo reajuste da RAP anual, ocorrido em julho de 2020, e incluem os efeitos da inflação e das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, em 2020, foram de R\$ 21.432 milhões, ou 4,64% a menos que em 2019 (R\$ 22.475 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2020 e 2019, expressos como percentuais do faturamento:

	2020	% da Receita	2019	% da Receita	2020 vs.
	(milhões de R\$)	líquida	(milhões de R\$)	líquida	2019, %
Energia comprada para revenda	(12.111)	48,01	(11.286)	44,28	7,32
Encargos de uso da rede básica de transmissão.....	(1.748)	6,93	(1.426)	5,60	22,58
Depreciação e amortização	(989)	3,92	(958)	3,76	3,24
Pessoal.....	(1.276)	5,06	(1.272)	4,99	0,31
Gás comprado para revenda	(1.083)	4,29	(1.436)	5,63	(24,58)
Serviços terceirizados	(1.265)	5,01	(1.239)	4,86	2,10
Benefícios pós-emprego	(438)	1,74	(408)	1,60	7,35
Materiais.....	(79)	0,31	(91)	0,36	(13,19)
Provisões operacionais e <i>impairment</i>	(423)	1,68	(2.401)	9,42	(82,38)
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(142)	0,56	(263)	1,03	(46,01)
Custos de construção de infraestrutura	(1.581)	6,27	(1.200)	4,71	31,75
Outras despesas operacionais, líquidas.....	(297)	1,17	(494)	1,94	(40,20)
Total das despesas e custos operacionais	(21.432)	84,95	(22.474)	88,18	(4,64)

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2020 e 2019:

Participação dos funcionários e administradores no resultado

A despesa com Participação dos Funcionários e Administradores no Resultado foi de R\$ 142 milhões em 2020, em comparação com R\$ 263 milhões em 2019. A redução deveu-se ao menor lucro líquido consolidado da Cemig – base de cálculo dessa despesa.

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2020 foram de R\$ 12.111 milhões, representando um aumento de 7,31% em comparação aos R\$ 11.286 milhões de 2019. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- As despesas com energia adquirida em leilões no Mercado Regulado aumentaram 10,36%, totalizando R\$ 3.334 milhões em 2020, ante R\$ 3.021 milhões em 2019, principalmente devido ao aumento no volume de energia adquirida.
- Aumento de 39,26% na despesa com energia proveniente de *Itaipu Binacional*, que foi de R\$ 1.990 milhões em 2020, comparados a R\$ 1.429 milhões em 2019. A diferença deve-se principalmente ao aumento de 31,80% na cotação média do dólar em 2020 em relação a 2019 (R\$ 5,23 e R\$ 3,97, respectivamente), que contribuiu para a elevação do preço da energia em Reais por kW (US\$ 28,41/kW em 2020 vs. US\$ 27,71/kW em 2019).
- Os gastos com geração distribuída adquirida foram de R\$ 678 milhões em 2020, ante R\$ 207 milhões em 2019, 227,54% superior. Essa variação decorre do aumento do número de instalações geradoras (63.845 em dezembro de 2020, comparada a 31.172 em dezembro de 2019) e do aumento na quantidade de energia injetada (1.008.589.663 MWh em 2020, comparado a 412.290.475 MWh em 2019)
- O custo de compra de suprimento de energia elétrica no mercado spot foi de R\$ 1.497 milhões em 2020, ante R\$ 1.886 milhões em 2019. O resultado para energia de curto prazo representa o saldo

líquido entre as receitas e as despesas das operações ocorridas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O valor menor se deve principalmente ao fato do preço médio spot (PLD) ter sido 22,06% menor, sendo R\$ 177,00/MWh em 2020, em comparação a R\$ 227,10/MWh em 2019.

Este é um custo não gerenciável para Cemig D: a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para mais detalhes, consulte a Nota 29 das demonstrações financeiras consolidadas.

Energia de Uso da Rede Básica de Transmissão

Os encargos de uso da rede elétrica nacional em 2020 foram de R\$ 1.748 milhões, ante R\$ 1.426 milhões em 2019, representando um aumento de 22,58%.

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 Nacional. Os valores a serem pagos pela Cemig são definidos por meio de uma Resolução da Aneel. O aumento desta receita em 2020 se justifica, principalmente, pelo reajuste anual dos encargos de uso da Rede Básica, normalmente realizado no mês de julho de cada ano, que apresentou efeito de aproximadamente 27,4% em 2020.

Esse custo não é gerenciável no negócio de distribuição: 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 redução a valor recuperável (impairment)

As provisões operacionais foram de R\$ 423 milhões em 2020, em comparação a R\$ 2.401 milhões em 2019, uma redução de 82,38%. A redução ocorreu principalmente devido a:

- Provisões para ações judiciais trabalhistas no valor de R\$ 46 milhões em 2020, contra provisões de R\$ 136 milhões em 2019. Isso reflete principalmente a reavaliação da probabilidade de perda das ações existentes, com base na aplicação do índice de inflação IPCA-E em vez da TR na atualização monetária das ações trabalhistas que tratam de dívidas.
- Variação das provisões para impostos, que refletiu o reconhecimento de R\$ 75 milhões em 2020, contra R\$ 1.228 milhões em 2019. Essa variação decorre, principalmente, da reavaliação pela Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, da probabilidade de perda nos processos administrativos e judiciais instaurados contra a Companhia relativos às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de participação nos lucros a seus empregados, sob a alegação de que a Companhia não estabelecia anteriormente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Para mais detalhes, consulte a Nota 28 das demonstrações financeiras consolidadas.
- Redução de 38,24% nas perdas esperadas com créditos de devedores duvidosos, que foram de R\$ 147 milhões em 2020, em comparação a R\$ 238 milhões em 2019. Essa variação decorre, principalmente, da reversão das provisões relativas a dívidas de consumo e serviços de energia elétrica recebíveis da administração direta e indireta do Estado de Minas Gerais, de R\$ 210 milhões em 2020, que a Companhia vai poder compensar contra ICMS devido ao Estado, nos termos do Decreto Estadual 47.908/2020. Para maiores informações, veja Nota 11 às demonstrações financeiras consolidadas. Adicionalmente, a inadimplência em 2020 foi reduzida pela boa aceitação dos clientes das regras de negociação aprovadas pela Companhia para enfrentamento dos impactos da pandemia de Covid-19.
- Isso foi parcialmente compensado pelo reconhecimento de uma estimativa de perda na realização dos recebíveis da Renova, no valor de R\$ 688 milhões, após uma avaliação do risco de crédito da investida, que se deteriorou no ano corrente, que aumentou o custo com provisões operacionais em 2019.

Para maiores informações, veja a Nota 25 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos de construção de infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura foram de R\$ 1.581 milhões em 2020 comparados a R\$ 1.200 milhões em 2019, um aumento de 31,75%.

As receitas de construção do segmento de distribuição de energia e gás, que são equivalentes a novas infraestruturas, são inicialmente registradas como ativos contratuais, mensuradas ao custo de construção acrescido de margem (que, para o negócio de construção, é considerada zero). Os custos de construção incluem custos de empréstimos.

As receitas de construção do segmento de transmissão são registradas quando a construção é finalizada; os ativos de infraestrutura da concessão permanecem como ativo do contrato, considerando a existência de obrigações de desempenho durante o período de concessão, representadas pela construção, operação e manutenção da rede, uma vez que não há direito incondicional de recebimento dos contraprestação pelo serviço de construção, a menos que a Companhia opere e mantenha a infraestrutura.

Gás comprado para revenda

Em 2020 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R\$ 1.083 milhões, comparada a uma despesa de R\$ 1.436 milhões em 2019, um decréscimo de 24,58%. Isso se deve principalmente à redução de 16,28% no volume de gás comprado da Petrobras, relacionada aos impactos da pandemia de Covid-19 na demanda dos setores térmico e industrial.

Obrigações pós-emprego

As obrigações pós-aposentadoria da Companhia foram 7,35% maiores em 2020, em relação a 2019, sendo R\$ 438 milhões e R\$ 408 milhões, respectivamente. Esse aumento decorre, principalmente, do crescimento do custo com o plano de saúde em 2020, devido à redução da taxa de desconto utilizada na avaliação atuarial de dezembro de 2019.

Equivalência patrimonial

Em 2020, a Cemig reportou uma receita pelo método da equivalência patrimonial de R\$ 357 milhões, em comparação com um ganho de R\$ 125 milhões em 2019. Isso reflete principalmente ganhos maiores em 2020 nos investimentos na *Taes* em comparação às perdas nos investimentos na *Santo Antônio Energia* e *Itaocara* em 2019. Veja a Nota 16 das demonstrações financeiras consolidadas para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Resultado financeiro líquido

A Companhia teve receita financeira líquida de R\$ 905 milhões em 2020, em comparação com resultado financeiro líquido de R\$ 1.360 milhões em 2019. Os principais fatores que contribuíram para essa diferença entre os dois períodos foram:

- Reconhecimento, em 2020, de R\$ 1.753 milhões decorrentes da operação de *hedge* dos Eurobonds, em comparação ao reconhecimento de um ganho de R\$ 998 milhões em 2019. O ajuste a valor justo do *hedge* teve efeito positivo, devido a uma redução na variação na curva futura esperada para o DI em comparação à variação esperada do dólar norte-americano. Este ganho deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme descrito a seguir neste relatório.
- Receita de atualização monetária dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS, de R\$ 1.580 milhões em 2019. A Cemig, Cemig GT e Cemig D ajuizaram uma Ação Ordinária requerendo a declaração da inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins; bem como o reconhecimento do direito destas Companhias a compensação dos valores recolhidos

Fonte financiadora	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	2021			2020
				Circulante	Não circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
Banco do Brasil: <i>Bonds</i> diversos (1) (4)	2024	Vários	US\$	–	–	–	12
Eurobonds (2)	2024	9,25%	US\$	42	5.581	5.623	7.854
(–) Custos de transação				–	(8)	(8)	(16)
(±) Juros pagos antecipadamente (3)				–	(14)	(14)	(25)
Dívida em moeda estrangeira				42	5.559	5.601	7.825
MOEDA NACIONAL							
Caixa Econômica Federal (6)	2021	TJLP + 2,50%	R\$	–	–	–	17
Caixa Econômica Federal (7)	2022	TJLP + 2,50%	R\$	–	–	–	14
Eletrobras (4)	2023	Ufir + 6.00% a 8.00%	R\$	4	2	6	8
Sonda (8)	2022	110,00% do CDI	R\$	52	–	52	50
Dívida em moeda nacional				56	2	58	89
Total de empréstimos e financiamentos				98	5.561	5.659	7.914
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª série (2)	2022	IPCA + 6,20	R\$	428	–	428	762
Debêntures – 7ª Emissão – Série Única (2) (11)	2021	140,00% do CDI	R\$	–	–	–	289
Debêntures – 2ª série – 3ª Emissão (4)	2021	IPCA + 4,70	R\$	–	–	–	588
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª Série (4)	2025	IPCA + 5,10	R\$	323	824	1.147	1.035
Debêntures – 7ª Emissão – 1ª Série (4)	2024	CDI + 0,45%	R\$	546	810	1.356	1.892
Debêntures – 7ª Emissão – 2ª Série (4)	2026	IPCA + 4,10%	R\$	4	1.756	1.760	1.588
Debêntures – 4ª Emissão – 1ª série (9)	2022	TJLP + 1,82%	R\$	10	–	10	20
Debêntures – 4ª Emissão – 2ª série (9)	2022	Selic + 1,82%	R\$	4	–	4	9
Debêntures – 4ª emissão – 7ª série (9)	2022	TJLP + 1,82%	R\$	11	–	11	22
Debêntures – 4ª emissão – 4ª série (9)	2022	Selic + 1,82%	R\$	5	–	5	10
Debêntures – 7ª Emissão – Série única (9)	2023	CDI + 1,50%	R\$	20	20	40	60
Debêntures – 8ª emissão – Série única (9)	2031	IPCA + 5,27%	R\$	19	968	987	890
(–) Deságio em emissão de debêntures (10)				–	(15)	(15)	(18)
(–) Custos de transação				(3)	(25)	(28)	(41)
Total, debêntures				1.367	4.338	5.705	7.106
Total				1.465	9.899	11.364	15.020

- indevidamente nos 10 anos antes do ajuizamento da ação, com correção pela taxa Selic. Para maiores informações, veja Nota 10 às demonstrações financeiras consolidadas.

Este item foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores:

- Juros mais altos sobre empréstimos em moeda estrangeira, que em 2020 representaram uma despesa financeira de R\$ 850 milhões, em comparação com uma despesa financeira de R\$ 664 milhões em 2019. A quantia maior se deve ao aumento de 29% na taxa de câmbio vigente em 2020 (R\$ 5,19 em 2020, ante R\$ 4,03 em 2019).
- Elevação da variação cambial vinculada aos empréstimos em moeda estrangeira, que representou uma despesa financeira de R\$ 1.742 milhões em 2020, em comparação com uma despesa financeira de R\$ 226 milhões em 2019. Esse aumento maior se deve ao câmbio mais alto vigente no período (aumento de 29% em 2020, ante 4% em 2019).

Veja a composição das receitas e despesas financeiras na Nota explicativa 29 às demonstrações financeiras consolidadas.

Imposto de renda e Contribuição Social

Em 2020, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 936 milhões em relação ao lucro de R\$ 3.801 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 24,63%. Em 2019, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$ 1.599 milhões em relação ao lucro de R\$ 4.570 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 34,99%.

Endividamento

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2021 era de R\$ 11.364 milhões, composto por R\$ 1.465 milhões em dívida circulante e R\$ 9.899 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2021, R\$ 5.601 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras e R\$ 5.763 milhões estavam denominados em Reais.

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 15.020 milhões, composto por R\$ 2.059 milhões em dívida circulante e R\$ 12.961 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2020, R\$ 7.825 milhões eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais eram denominados em dólares e R\$ 7.195 milhões denominados em Reais.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2021 está demonstrado na tabela a seguir (em milhões de Reais):

- (1) Em 18 de junho de 2021, a Cemig D efetuou a liquidação antecipada da dívida ao abrigo do Acordo de Confirmação e Consolidação da Dívida, no montante principal de US\$45, considerando as garantias constituídas no montante de US\$43, por pagamento em dinheiro de aproximadamente US\$2. O montante total desembolsado, incluindo o montante básico em dinheiro, juros e taxas, é de US\$10 na data do pagamento.
- (2) Cemig Geração e Transmissão.
- (3) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*yield to maturity*) acordado no contrato de Eurobonds.
- (4) Cemig Distribuição.
- (5) Em fevereiro de 2021, a Cemig D amortizou a Segunda Série de sua Terceira Emissão de Debêntures.
- (6) Central Eólica Praias de Parajuru. O pagamento antecipado de toda a dívida foi feito em 23 de julho de 2021, no montante de R\$ 5,320. Até à liquidação dos contratos, as garantias foram mantidas e as obrigações contratuais cumpridas.
- (7) Central Eólica Volta do Rio. O pagamento antecipado de toda a dívida foi feito em 23 de julho de 2021, no montante de R\$ 8,766. Até à liquidação dos contratos, as garantias foram mantidas e as obrigações contratuais cumpridas.
- (8) Resultante da fusão da *Cemig Telecom*.
- (9) Gasmig. Os recursos provenientes da 8ª emissão de debêntures, concluída pela Gasmig em 10 de setembro de 2020, no montante de R\$ 850 milhões, foram utilizados para resgate das notas promissórias emitidas em 26 de setembro de 2019, com prazo de 12 meses, cujos recursos foram integralmente destinados ao pagamento do Bônus de Outorga do contrato de concessão de distribuição de gás.
- (10) Deságio no preço de venda da 2ª série da 7ª emissão da Cemig Distribuição.
- (11) Em 02 de fevereiro de 2021, a Companhia fez o resgate antecipado obrigatório dessas debêntures, no valor de R\$ 264, com desconto de 20% dos fundos obtidos pela venda dos juros de Light da Companhia. Para obter mais informações sobre a venda da participação da Companhia na Light, veja Nota 32.
- (12) Em agosto de 2021, a Cemig GT efetuou recompra parcial da sua emissão de Eurobonds, no montante principal de US\$500. Mais detalhes sobre esta transação mais adiante nesta Nota.

Em 2 de fevereiro de 2021, a Cemig GT realizou amortização extraordinária de sua 7ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$ 265 milhões, com vencimento final em dezembro de 2021.

Em agosto de 2021, a Cemig GT readquiriu US\$500 milhões de seus *Eurobonds*, reduzindo o principal desta dívida para US\$1.0 bilhão, com vencimento em 2024.

A Companhia não firmou contratos adicionais de financiamento durante o ano de 2021.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o ano de 2020 (em milhões de R\$):

Fonte de financiamento	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Valor
MOEDA NACIONAL				
Debêntures – 8ª emissão – Série única (1)	Setembro de 2020	2031	IPCA + 5,27%	850
(-) Custos de transação				(24)
Total de captações				826

(1) Gasmig

Em 10 de setembro de 2020, a Gasmig concluiu sua 8ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$ 850 milhões, em série única, com prazo de 11 anos e atualização monetária pelo IPCA mais juros de 5,27% ao ano, com base em 252 dias úteis. A totalidade dos recursos líquidos captados foi

destinada à Gasmig, para o resgate antecipado obrigatório da 1ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais, em série única, no valor total de R\$ 850 milhões na data de emissão.

Oferta da Cemig GT para Eurobonds

A Companhia não firmou contratos adicionais de financiamento durante o ano de 2021.

Em agosto de 2021, a Cemig GT readquiriu US\$500 milhões de seus Eurobonds, reduzindo o principal desta dívida para US\$1.0 bilhão, com vencimento em 2024.

Garantias de financiamentos da Cemig

Em 31 de dezembro de 2021 a Cemig tinha fornecido garantias totais de financiamento para R\$ 11.364 milhões em empréstimos, financiamentos e debêntures, como segue: (em milhões de Reais)

R\$ milhões	2021
Notas promissórias, avais e fianças	7.177
Garantia e recebíveis	3.094
Recebíveis	36
Ações	52
Quirografária	1.005
TOTAL	11.364

Cláusulas restritivas (Covenants)

A Companhia possui contratos com *covenants* atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título / Garantia	Descrição da cláusula restritiva	Índice requerido – Emissora	Índice requerido Cemig (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
7ª emissão de debêntures Cemig GT (1)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	O seguinte ou menos: 2,5 em 2021	O seguinte ou menos: 2,5 em 2021	Semestral e anual
Eurobonds Cemig GT (2)	Dívida Líquida / Ebitda ajustado para o <i>Covenant</i>	O seguinte ou menos: 3,0 em 30/06/2021 2,5 em 31/12/2021 e em diante	O seguinte ou menos: 3,0 em 30/06/2021 3,0 em 31/12/2021 e em diante	Semestral e anual
7ª emissão de debêntures Cemig D	Dívida Líquida / Ebitda ajustado (2)	O seguinte ou menos que 3,5	O seguinte ou menos que 3,0	Semestral e anual
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 (despesa) financeira líquida	Igual ou maior que 2,5	–	Anual
	Dívida Líquida / Ebitda	O seguinte ou menos que 2,5	–	Anual
8ª emissão de debêntures Gasmig Série única (4)	Ebitda / Serviço da dívida	Igual ou superior a 1,3	–	Anual
	Dívida Líquida / Ebitda	Menor ou igual a 3,0	–	Anual
Financiamento Caixa Econômica Federal Parajuru e Volta do Rio (5)	Índice de cobertura do serviço da dívida	1,20 ou mais	–	Anual (durante a 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)	–	Permanente

- (1) 7ª Emissão de Debêntures da Cemig GT, em 31 de dezembro de 2016, no valor de R\$ 2.240 milhões.
- (2) Caso ocorrer uma violação dos *covenants* financeiros, 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” – que a dívida consolidada tenha garantia em relação ao Ebitda de 1,75x (2,0x em 31/12/2017); e um *covenant* “de incorrência”, exigindo garantia real na Cemig GT de 1,5x Ebitda.
- (3) Caso não consiga atingir as *covenants* requeridas, a Gasmig deve constituir, no prazo de 120 dias contados das data da comunicação por escrito do BNDES ou da BNDESPar, 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) O não cumprimento dos *covenants* financeiros implica em vencimento antecipado automático. Caso seja declarado o vencimento antecipado pelos debenturistas, a Gasmig deverá efetuar o pagamento após recebimento da notificação.
- (5) Os contratos de financiamento da Caixa Econômica Federal para a Centrais Eólicas *Praias de Parajuru* e *Volta do Rio* possuem *covenants* financeiros com exigibilidade de cumprimento relacionados 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.
- (6) O Ebitda Ajustado decorre do resultado antes dos juros, imposto de renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, depreciação e amortização, de acordo com a Instrução CVM 527 de 04 de outubro de 2012.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia está em conformidade com todos os *covenants*.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

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 otimização de segurança. Atualmente, a Cemig investe cerca de R\$ 27,6 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “*Item 4: Informação sobre a Companhia – O setor elétrico 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 serviço 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 4,2% (de 2016 a 2017); 3,73% (2017–2018); 1,92% (2018–2019); –1,56% de 2019 a 2020; e de 2020 para 2021, 4,0%, crescimento forte devido à recuperação da pandemia de Covid-19. 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 2022 planejamos fazer investimentos de capital relacionados ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$ 3.679 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R\$ 122 milhões para aportes em subsidiárias, visando atender necessidades de capital específicas. Para obter mais detalhes, favor consultar o “*Item 4: Investimentos*”.

Sobre a situação de pandemia causada pelo novo coronavírus, consulte as seções *Fatores de risco* e *Impactos da Covid-19*, onde a Companhia aborda suas iniciativas e possíveis impactos sobre seus negócios.

Obrigações contratuais

Foram assinados, entre a Cemig GT e as entidades de previdência complementar que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por *FIP Melbourne*, *Parma Participações S.A.* e *FIP Malbec*, em conjunto ‘a Estrutura de Investimento’), Contratos de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento (‘Opções de Venda’), que poderão ser exercidas, a critério dos Fundos, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda seria correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado *pro rata temporis* pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos quaisquer dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Esta opção foi considerada um instrumento derivado até o exercício antecipado da opção (para mais detalhes, veja o tópico seguinte desta nota), contabilizada a seu valor justo através do resultado, medido utilizando o modelo Black-Scholes-Merton (‘BSM’). Para maiores detalhes, veja Notas 31 e 34 às demonstrações financeiras consolidadas.

Em 31 de dezembro de 2021 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 milhões de Reais)

R\$ milhões	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026	Total
Compra de energia de Itaipu	1.530	1.577	1.577	1.577	1.576	31.536	39.373
Compra de energia – leilões	3.823	3.341	3.553	3.356	3.033	44.839	61.945
Aquisição de energia – ‘contratos bilaterais’	332	332	333	222	68	54	1341
Cotas para Usinas Angra 1 e Angra 2	256	263	265	264	264	5.314	6.626
Transporte de energia de Itaipu	215	218	222	159	92	429	1.335
Outros contratos de compra de energia	5.072	4.287	3.764	3.541	3.529	28.101	48.294
Cotas de garantias físicas	852	709	668	563	477	10.600	13.869
Total	12.080	10.727	10.382	9.682	9.039	120.873	172.783

A Cemig e suas controladas possuem empréstimos, financiamentos e debêntures, conforme segue, por moeda e indexador, com as respectivas amortizações: (em milhões de Reais)

	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Moeda						
Dólar US	42	–	5.581	–	–	5.623
Total, denominado por moeda	42	–	5.581	–	–	5.623
Índice						
IPCA (1)	774	275	377	1.261	1.635	4.322
Ufir / RGR (2)	4	2	–	–	–	6
CDI (3)	628	560	270	–	–	1.458
URTJ / TJLP (4)	21	–	–	–	–	21
Total por indexadores	1.427	837	647	1.261	1.635	5.807
(–) Custos de transação	(3)	(1)	(11)	(5)	(17)	(37)
(–) Juros pagos antecipadamente	–	–	(14)	–	–	(14)
(–) Deságio	–	–	–	(8)	(7)	(15)
Total geral	1.466	836	6.203	1.248	1.611	11.364

(1) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

- (2) Unidade Fiscal de Referência (UFIR/RGR);
- (3) CDI: Certificado de Depósito Interbancário (CDI). Taxa dos Certificados de Depósito Interbancário (CDI).
- (4) Unidade de referência de taxa de juros (URTJ) / Taxa de juros de longo prazo (TJLP).

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 dos contratos de arrendamento é apresentada a seguir:

R\$ milhões	Consolidado (nominal)
2022	65
2023	29
2024	29
2025	28
2026	28
2027–2046	484
Valores não descontados	663
Juros embutidos	(419)
Passivo de arrendamentos	244

Item 6. Conselheiros, diretores e funcionários

A administração da Companhia é exercida pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva. O Conselho de Administração da Companhia é composto por 9 (nove) membros efetivos, dentre os quais um será o Presidente e outro, Vice-presidente. A Diretoria Executiva é composta por sete Diretores Executivos, que podem ser acionistas, residentes no Brasil, eleitos pelo Conselho de Administração para um período de dois anos, observadas as exigências da legislação aplicável. A reeleição por um máximo de três outros períodos consecutivos de mandato é permitida. A estrutura e 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 eventuais exceções caso 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 Executiva. Suas responsabilidades incluem, entre outras, a fixação da estratégia corporativa, orientação geral dos negócios da Cemig, aprovação de operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização dos 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 emprego com a Cemig ou com qualquer subsidiária, que forneça qualquer benefício em caso de rescisão.

Na composição do Conselho de Administração observar-se-ão as seguintes regras:

- a) Os dois grupos de acionistas a seguir têm o direito de eleger um membro, em votos separados, de acordo com a legislação aplicável: (i) os acionistas minoritários de ações ordinárias; e (ii) os detentores de ações preferenciais.
- b) No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros deverão ser independentes ou, sob o Artigo 141 da Lei 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 12.353, de 28 de dezembro de 2010, no que couber.
- d) Em qualquer caso, a maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador da Companhia.

Composição do Conselho de Administração

Conselho de Administração		
Nome	Cargo	Data da primeira eleição
Márcio Luiz Simões Utsch (1)	Presidente	25/03/2019
Jaime Leoncio Singer (1)	Membro	25/02/2022
Marcus Leonardo Silberman (1)	Membro	25/02/2022
José Reinaldo Magalhães (1)	Membro	25/03/2019
Afonso Henriques Moreira Santos (1)	Membro	31/07/2020
Ricardo Menin Gaertner (1)	Membro	29/04/2022
Marcelo Gasparino da Silva (2)	Membro	11/06/2018
Roger Daniel Versieux (2)	Membro	29/04/2022
José João Abdalla Filho (3)	Membro	31/07/2020
Paulo César de Souza e Silva (2)	Membro	31/07/2020
Anderson Rodrigues (4)	Membro	29/04/2022

(1) Eleito pelo Estado de Minas Gerais e outros acionistas.

(2) Eleito pelos acionistas minoritários.

(3) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.

(4) 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, Compras e Operações; Gradiente Entertainment (eletrônicos, jogos): Diretor de Vendas e Logística de Distribuição. Alpargatas S.A.: Entrou em 1997. Presidente desde 2003 até aposentar, com 60 anos, em 2019.

Jaime Leoncio Singer: Nascido em 1966, formou-se em economia. Principais cargos executivos (‘nível C’): Cielo S.A. – Pagamentos/aquisições (2016-2019); e Marfrig Global Foods – Alimentos/Agribusiness/Proteína animal (2013-2015). Mandatos Atuais: (i) Neoway – Big Data Analytics e Artificial Intelligence (agosto de 2021 – presente): Membro do conselho de administração; (ii) Taesa – Transmissora Aliança de Energia Elétrica, sociedade de transporte de energia elétrica (abril de 2021 – presente): membro do conselho de administração, nomeado pela Cemig (investidor); coordenador do Comitê de Estratégia, Governança e Recursos Humanos; (iii) Naturgy/CEG – Infraestrutura/Distribuição de Gás (dezembro de 2020 – Presente): Membro independente do conselho de administração; (iv) Transpetro – Logística/Infraestrutura e Transporte de Combustível (novembro de 2020 – Presente): Membro independente do conselho de administração; (v) Aduvos Araguaia – Fertilizantes, Sementes e Varejo (novembro de 2020 – presente): Membro independente do Conselho Consultivo; e (vi) Centoflora – fitofarmacêuticos (abril de 2017 – presente): Membro independente do Conselho Consultivo.

Marcus Leonardo Silberman: Nascido em 1962, atualmente é Diretor Financeiro da Itiquira Acquisition Corp (NASDAQ: ITQRU), uma Empresa de Aquisição de Propósito Especial listada em 3 de fevereiro de 2021 e focada em empresas brasileiras de crescimento. É também diretor da CH Global Capital, uma empresa de Consultoria em Gestão de Ativos e Investimento, desde abril de 2019. Chefe da M&A da América Latina no Bank of America Securities, de setembro de 2014 a março de 2019. Chefe da M&A dos Mercados Emergentes e membro do Comitê Consultivo Global de Investimento do Credit Suisse, de janeiro de 1998 a junho de 2014. Tem mais de 25 anos de experiência em M&A e completou mais de 50 transações, totalizando mais de US\$140 bilhões. É PhD em finanças pela Marshall School of Business pela University of Southern California, possui mestrado em engenharia industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e BS em engenharia industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

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 – o membro da equipe responsável pelas decisões de investimento e desinvestimento dos Fundos. Na Previ – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – foi Diretor de Investimentos, na Diretoria de Investidores Institucionais, de 2006 até 2018. No Banco do Brasil, ele foi Gerente Adjunto da filial de Nova Iorque (de 2004–5), Gerente Adjunto do Escritório de Representação de Chicago (de 2002–4) e Gerente Executivo da Diretoria de Planejamento / Gerência de Riscos de 1998 a 2002. Na Previ, foi Gerente de Divisão, Gestão de Instituições Financeiras Internacionais, de 1995 a 1998. De 1994 a 1998, foi trainee no Programa de Treinamento para Gerentes no Exterior, em São Paulo, Austin, TX (USA) e Londres; de 1990-94 foi analista no Departamento Técnico (Detec) de 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.

Afonso Henriques Moreira Santos: Nascido em 1957, é formado em engenharia eletrônica. De abril a dezembro de 2019 foi membro do Conselho de Administração da Light S.A. Foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda., de outubro de 2006 a abril de 2019. Professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Ricardo Menin Gaertner: Nascido em 1975, e é formado em direito. Em 2019 tornou-se sócio de Barbosa e Gaertner Advogados Associados. Especializa e tem a experiência extensiva em negócios complexos de M&A, IPOs, colocações privadas e transações imobiliários. Entre outros, tem prestado serviços legais e regulamentares à Iguá Saneamento S.A., que controla 18 concessionárias de serviços públicos de água e esgoto. Antes de se tornar sócio de sua atual firma de advocacia, atuou como consultor na Fipecafi – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras. De 2014 a 2018 serviu como Diretor Jurídico da J&F Investimentos S.A., onde foi presidente do conselho de administração de 2017 a 2018.

Marcelo Gasparino da Silva: Nascido em 1971, é formado em direito. Especializa em direito tributário corporativo, no qual é formado pela ESAGM. Também possui MBA em Controladoria, Auditoria e Finanças pela ESAGM. Iniciou a sua carreira em 2007 como Diretor Jurídico e Institucional da Celesc. É Coordenador do Capítulo Santa Catarina do IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa), e é membro do Conselho daquela instituição. É Presidente do Conselho de Administração da Usiminas, e membro dos Conselhos de Administração da Bradespar e da 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 Renuka Brasil. É coordenador do Comitê Jurídico e de Compliance da Eternit. Também é porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

Roger Daniel Versieux: Nasceu em 1975. É advogado há mais de 21 anos, especializado em litígios e consultoria em assuntos públicos e corporativos em direito administrativo, ambiental, fiscal e econômico-penal, particularmente nos setores mineiro, de infraestrutura e sindicatos. Consultor jurídico da Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural de Minas Gerais (Emater-MG) de 2005 a 2008, especializada em direito público, com ênfase na licitação pública, gestão no quadro administrativo, contratos públicos e apoio jurídico ao conselho de administração desta empresa estatal. Advogado sênior na Vale S.A. (2013). Desde 2010, nomeado advogado para pessoas economicamente desfavorecidas na Tribunal Regional Federal da Terceira Região. Professor da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (2009 a 2013) – tendo ensinado nas áreas de processo penal e civil, contratos, direito internacional privado e ética. Professor Responsável do Núcleo de Prática Jurídica da UFMS (2010–11). Professor do Curso de Pós-graduação do Centro de Direito Internacional (Cedin), Belo Horizonte (2016–20).

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.

Paulo César de Souza e Silva: Nascido em 1955, se formou em Economia na Universidade Mackenzie em São Paulo. Desde 2019 exerce o cargo de Conselheiro de Administração independente do grupo Águia Branca. Foi membro do Conselho de Administração da Embraer de 1997 a 2019 e do de Administração da Petrobras em 2020–21.

Anderson Rodrigues. Nascido em 1972, é formado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC/MG) com pós-graduação em engenharia de segurança do trabalho pela Universidade FUMEC. Possui também mestrado em administração – inovação e dinâmica organizacional, do Centro Universitário UNA; e é doutorando em sistemas de informação e gestão do conhecimento pela Universidade FUMEC.

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 uma empresa 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 devido a 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 o tribunal ainda não aceitou as queixas em questão. Desde o último relatório em 2021, não houve evolução significativa nesses casos e não há veredicto; eles ainda se encontram em fase de pré-julgamento.

José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante o 2º Vara 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. Apresentou sua defesa, alegando que o Juízo não possui competência para proceder com esta ação criminal; e que o crime não ocorreu, considerando que os fatos em questão (venda de imóveis) ocorreram nas décadas de 1910 e 1940, e não no ano 2001, como alega a acusação. Em 3 de agosto de 2020, o juízo proferiu sentença “julgando extinta a ação penal, sem resolução do mérito, por reconhecer ausente a condição de procedibilidade, qual seja, constituição acertada e, conseqüentemente válida, do crédito tributário”. O Ministério Público Federal, então, interpôs recurso de apelação, em 8 de setembro de 2020. Os autos foram remetidos ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, e em 19 de setembro de 2020 a Procuradoria Regional da República apresentou parecer. Aguarda-se, agora, inclusão do processo em pauta para julgamento da apelação.

Em outra ação criminal, que transcorre perante a 1ª Vara Federal de Araçatuba – Seção Judiciária do Estado de São Paulo, Sr. Abdalla Filho está acusado do crime de evasão de impostos, por alegada declaração falsa da totalidade de suas receitas e omissão de receitas em empresa na qual integrava como diretor-presidente, acionista majoritário e administrador durante os anos de 2006 a 2008. Em defesa preliminar, Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. Em 05 de junho de 2019 o Ministério Público Federal apresentou aditamento à denúncia para incluir a acusação de que Sr. Abdalla Filho também teria incorrido nos mesmos delitos durante os anos-calendários de 2010 e 2011. No entanto, uma decisão provisória do Presidente do Supremo Tribunal Federal em 15 de julho de 2019 concedeu a exclusão solicitada pelo Sr. Abdalla. Em 10 de dezembro de 2019, nova decisão determinou o prosseguimento do feito, em virtude do entendimento firmado pelo Plenário da Corte Suprema no julgamento final do referido Recurso Especial. Na mesma ocasião, o juízo determinou a expedição de carta precatória à Justiça Federal do Rio de Janeiro para a citação do Sr. Abdalla Filho para a apresentação de nova defesa preliminar em razão do aditamento à denúncia. Com a digitalização do processo, foi apresentada petição apontando falhas na digitalização e em 1 de janeiro de 2021 foi proferida decisão determinando que a secretaria realize a conferência da digitalização, a fim de sanar as falhas e, após, intime a defesa para apresentar defesa preliminar. Atualmente, aguarda-se a referida regularização da digitalização e a intimação da defesa para apresentação de nova defesa preliminar.

Uma terceira ação penal, também relacionada a evasão de impostos, foi apresentada na 1ª Vara Federal de Americana – Seção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega omissão de informação, declaração falsa às autoridades fazendárias e tentativa de fraudar a fiscalização tributária. O caso envolve mais de uma empresa presidida e administrada por Abdalla. Após defesa preliminar, o Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. No entanto, por força da decisão liminar do Presidente do Supremo Tribunal Federal em 15 de julho de 2019, nos autos do RE 1.055.941/SP, com efeito *ergo omnes*, foi requerido, e deferido, o sobrestamento da ação penal. Em 30 de janeiro de 2020, nova decisão determinou a retomada do feito, em virtude do entendimento firmado pelo Plenário da Corte Suprema no julgamento final do referido Recurso Especial. Os autos da ação penal foram digitalizados, aguardando-se a designação da data para a audiência das provas e julgamento.

Diretoria Executiva (Estatutária)

A Diretoria Executiva é constituída por sete Diretores, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de 2 (dois) anos, observados os requisitos da legislação e regulamentação aplicáveis, sendo permitidas, no máximo, 3 (três) reconduções consecutivas. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2024. A Diretoria Executiva se reúne, ordinariamente, no mínimo duas vezes por mês, e extraordinariamente sempre que convocada pelo Diretor Presidente 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 de nossas subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Devem obrigatoriamente deter e exercer,

no entanto, os cargos 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 de Negócios Plurianual da Companhia e, por conseguinte, a Estratégia de Longo Prazo, 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 quaisquer outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Observado o disposto nos artigos precedentes no Estatuto Social da Companhia, e as boas práticas de governança corporativa, caberá a cada membro da Diretoria Executiva cumprir o Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, o Regimento Interno e as decisões da Diretoria Executiva, sendo estas as atribuições das respectivas diretorias.

Seguem-se os nomes, posições e datas da primeira eleição dos membros da Diretoria:

Diretoria Executiva (Estatutária)		
Diretor	Nome	Primeira eleição
Presidente (CEO)	Reynaldo Passanezi Filho	13/01/2020
Diretor Comercial	Dimas Costa	01/09/2016
Diretor de Distribuição	Marney Tadeu Antunes	05/01/2021
Diretor de Geração e Transmissão	Thadeu Carneiro da Silva	16/07/2021
Diretor da CemigPar	Marco da Camino Ancona Lopez Soligo	02/05/2022
Diretor de Finanças e Relações com Investidores	Leonardo George de Magalhães	20/03/2020
Diretor Jurídico e de Regulamentação	Eduardo Soares	20/03/2020

Reynaldo Passanezi Filho: Nascido em 1965, é graduado pelo *Senior Executive Program*, curso principal da Escola de Pós-Graduação de Negócios da Universidade de Stanford (julho-agosto de 2018), e participou do curso de CEO da Fundação Getúlio Vargas em gestão empresarial de março de 2015 a julho de 2017. Possui doutorado em economia pela Universidade de São Paulo (1995-2000); mestrado em economia pela Universidade de Campinas (1987-92) com distinção, pela dissertação em 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). Ele tem 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 energia elétrica.

Dimas Costa: Graduou-se em engenharia elétrica pela PUC Minas em 1978. De 1978 a 1980, foi Engenheiro do Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais, onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. De 1978 a 1980, trabalhou como engenheiro no Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais. Na Cemig, em 1985-1987, foi engenheiro na Unidade de Distribuição; de 1987 a 1995, ele foi assistente na Unidade Sênior de Gerenciamento de Desenvolvimento e Planejamento de Energia; de 1995 a 1998 foi gerente do Departamento de Desenvolvimento Energético; de 1998 a 2007, gerente de vendas para clientes corporativos; de 2007 a 2010, gerente geral de vendas para clientes da Companhia; e em 2011 a 2013, gerente geral da Companhia para vendas a clientes com incentivo. Foi anteriormente diretor e sócio-gerente da Ponta Energia Consultores Associados Ltda, de 2013 a 2016.

Marney Tadeu Antunes: Nascido em 1962, e formado em engenharia elétrica pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba, com especialização, pós-graduação e estudos nas áreas de gestão, estratégia, gestão de projetos, custos marginais e tarifas de eletricidade. Ele tem 34 anos de experiência no setor de energia do Brasil. Mais

recentemente, foi Diretor de Distribuição da distribuidora de energia elétrica EDP em São Paulo (de 2015 a 2020), e Diretor de Vendas das distribuidoras do Grupo CPFL Energia (2011–2015).

Thadeu Carneiro da Silva: Nascido em 1982, é formado em engenharia mecânica, com pós-graduação em engenharia de comissionamento. Possui também a certificação PMP, mestrado em Energia e doutorado em Energia (em andamento). Tem mais de 17 anos de experiência no setor energético e ocupa atualmente uma posição de diretor executivo de várias empresas energéticas, como a Costa Oeste Transmissora de Energia S. A, a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A e a Marumbi Transmissora de Energia S.A.

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo: Nascido em 1968, é formado em economia pela USP (Universidade de São Paulo), com MBA em administração e gestão com ênfase em marketing da Université Catholique de Louvain, e Especialização em Direito Social. Tem mais de 25 anos de experiência, sendo 3 anos como presidente, 16 anos em departamentos corporativos, financeiros e de governança de empresas de energia no Brasil, e 9 anos em crédito, empresas, pesquisa de renda variável e modelagem financeira em bancos de investimento nacionais e internacionais (Brasil, Estados Unidos e Europa). CEO e CFO de empresas com ações negociadas na B3. Ele tem: (i) uma experiência coerente em privatizações, M&A, controladoria e planejamento financeiro, reestruturação da dívida, governança empresarial, risco e controles internos, e investimento em participações; e (ii) um sólido contexto acadêmico adicional, com resenhas literárias e livros publicados, e competência em cinco línguas (português, inglês, francês, espanhol e italiano).

Leonardo George de Magalhães: Formado em contabilidade, Sr. Leonardo George de Magalhães é funcionário da Cemig há mais de 30 anos. Desde 2008 ele trabalha na Controladoria, com múltiplas 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 30 anos de atuação profissional, dedicados às áreas de infraestrutura, energia, financiamentos estruturados, financiamento de projetos, direito administrativo e direito societário. Possui larga experiência em operações financeiras, de M&A, reestruturações e societárias.

Remuneração dos membros do Conselho de Administração e dos Diretores

Os custos totais com o pessoal chave, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração em 2021, 2020 e 2019 encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado destes exercícios são demonstrados na tabela abaixo:

(em milhões de Reais)	2021	2020	2019
Remuneração	28	27	25
Participação nos resultados	4	9	6
Benefícios assistenciais	2	1	1
Total	34	37	32

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, o qual se aplica a diretores (contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz) nos mesmos termos que para outros funcionários.

O Conselho Fiscal

Nos termos do estatuto social da Cemig, seu Conselho Fiscal funcionará permanentemente. Estabelece 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 o correspondente 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 consolidadas e reportar sobre elas 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 reporta sobre elas aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos termos expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2021, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da primeira eleição
Gustavo de Oliveira Barbosa (1)	Presidente	07/08/2019
Igor Mascarenhas Eto (1)	Membro suplente	09/11/2020
Fernando Scharlack Marcato (1)	Membro	19/10/2020
Julia Figueiredo Goytacaz Sant'Anna	Membro suplente	30/04/2021
Elizabeth Jucá e Mello Jacometti (1)	Membro	07/08/2019
Fernando Passalio de Avelar (1)	Membro suplente	31/07/2020
Michele da Silva Gonsales Torres (2)	Membro	31/07/2020
Ronaldo Dias (2)	Membro suplente	07/08/2019
João Vicente Silva Machado (3)	Membro	29/04/2022
Ricardo José Martins Gimenez (3)	Membro suplente	29/04/2022

(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 Presidente do Rioprevidência – o fundo de pensão do Estado do Rio de Janeiro, de 2010 a 2016. Em seguida, atuou como Secretário de Estado para Finanças e Planejamento do Rio de Janeiro de 2016 a 2018; 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.

Igor Mascarenhas Eto, nascido em 1991, é formado em Administração de Empresas pelo Ibmec Minas Gerais. Foi Analista Comercial na Ceres Finances de outubro de 2012 a julho de 2013, Estagiário de Finanças na Libe Construction de julho a dezembro de 2013, sócio-proprietário da empresa ArteClube Comunicação de janeiro de 2015 a novembro de 2016 e da empresa Pearson Consultoria e Gestão Estratégica de maio 2014 a novembro de 2016 e de janeiro de 2018 a agosto de 2019. Também foi Gerente de Projetos na 2LM Consultoria e Gestão Estratégica de março de 2016 a dezembro de 2017 e desenvolveu atividades no Partido Novo (partido político), na cidade de Belo Horizonte, como Secretário de Finanças de abril de 2017 a abril de 2019; Coordenador de Administração da Campanha para Governador de Romeu Zema de agosto de 2018 a outubro de 2018; e Líder de Expansão Partidária da Região Metropolitana da cidade de Belo Horizonte desde agosto de 2017. Posteriormente, foi Secretário-Geral do Governo de Minas Gerais de janeiro de 2019 a março de 2020 e atualmente é Secretário de Estado no Governo de Minas Gerais desde março de 2020.

Fernando Scharlack Marcato, nascido em 1978, é mestre em direito público pela Universidade de Paris 1 (Panthéon-Sorbonne). Atuou por mais de 12 anos na estruturação multidisciplinar de projetos de infraestrutura e também foi Secretário Executivo de Novos Negócios da Sabesp – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, por 5 anos. É professor de direito há 8 anos no curso de direito da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo (‘FGV Direito-SP’), tendo coordenado e organizado o primeiro curso de pós-graduação em Direito da Infraestrutura da FGV, além de ser coordenador do grupo de estudos de PPPs (Parcerias Público-Privadas), Concessões e Privatizações da FGV; e foi cofundador da Infracast, primeiro podcast e canal de redes sociais em língua portuguesa no tema PPPs, Concessões e Privatizações. Foi também sócio fundador da GO Association, consultoria multidisciplinar em infraestrutura do Brasil e co-autor do livro *Direito da Infraestrutura*, v. 1, da Editora Saraiva, 2017. Atualmente é Secretário de Estado de Infraestrutura e Mobilidade no Governo de Minas Gerais.

Julia Figueiredo Goytacaz Sant'Anna nasceu em 1977, se formou em jornalismo pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1999, e em política pública pela Instituto Universitário de Pesquisa do Rio de Janeiro (IUPERJ), e é PhD em ciências políticas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) em 2012. Desde abril de 2019, é membro do conselho fiscal de : (i) Light Serviços de Eletricidade S.A.; e (ii) Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.

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 pela Centro de Liderança Pública (CLP) / Instituto Singularidade. De 2013 a 2016, foi Secretária de Planejamento e Gestão da Prefeitura de Juiz de Fora, onde também foi Secretária Municipal de Saúde de 2016 a 2018. Atualmente é Secretária de Estado para o Desenvolvimento Social no Governo de Minas Gerais.

Fernando Passalio de Avelar, nascido em 1978, é formado em administração de empresas pela Faculdade Estácio de Sá, pós-graduado em auditoria governamental pela Fundação Gama Filho e pós-graduado em gestão de instituições financeiras pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas). Possui formação profissional inclusive como empresário, e experiência acadêmica em instituições financeiras privadas, bem como em órgãos públicos como funcionário público da Secretaria de Fazenda do Estado desde 2008. Atuou, desde 2009, como auditor interno e, por muitos anos, como gestor público atuando em projetos e políticas públicas de apoio ao setor produtivo.

Michele da Silva Gonsales Torres, nascida em 1983, é advogada com especialização em direito empresarial pela Universidade Mackenzie e especialista em compliance pelo LEC – *Legal, Ethics & Compliance*. Membro do Comitê de Compliance da IASP/SP, atualmente é responsável pela área de contratos e compliance e de gestão desde 2015 no escritório ALFM Advogados. Ela trabalhou por muitos anos como gerente jurídica de uma companhia de construção e engenharia de médio porte, atuando na área de gestão de riscos da empresa, tendo elaborado o Código de Conduta e implantado o Programa de Compliance. É especialista em análise, elaboração e gestão de todos os tipos de contratos, elaboração de atos societários, planejamento jurídico estratégico para negócios. Foi conselheira fiscal da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (2018–2019) e foi eleita novamente em 2020 (2020–2022). É também conselheira fiscal da Light S.A. (2020–2021).

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.

João Vicente Silva Machado nasceu em 1983, é advogado. Atuou como diretor de gabinete do Escritório de Juiz da Terceira Câmara de Direito Comercial do TJSC, de novembro de 2015 a fevereiro de 2017. Desde então, até julho de 2020, foi consultor jurídico no escritório de um membro da Quarta Câmara de Direito Público do TJSC. Em julho de 2020, ocupou cargos de gestão em empresas privadas, além da prática de direito corporativo, com foco em governança corporativa. É membro do Conselho Fiscal da Eternit S.A. desde 2020, e de 2019 a 2020 foi membro suplente do Conselho Fiscal da Tecnisa S.A.

Ricardo José Martins Gimenez, nascido em 1967, é sócio na ALFM – Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados, desde julho de 2015, atuando como advogado, administrador e financeiro, em gestão de RH, controle de registro de horários, demissão e admissão.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é um órgão consultivo independente, de constituição permanente, com dotação orçamental própria. Tem por objetivo aconselhar e assessorar o Conselho de Administração, ao qual se reporta. Também é responsável por outras atividades que lhe sejam atribuídas pela legislação.

As principais atividades desenvolvidas pelo Comitê de Auditoria estão relacionadas a: (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 consolidadas da sociedade, e (iii) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controle interno, as demonstrações financeiras consolidadas, e informações e mensurações divulgadas pela Companhia.

O Comitê de Auditoria é composto por 4 (quatro) membros, todos 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, sendo permitida 1 (uma) reeleição.

É conferido ao Comitê de Auditoria autonomia operacional para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

O Comitê de Auditoria deverá possuir meios para receber denúncias, inclusive de caráter sigiloso, internas e externas à Companhia, em matérias relacionadas à sua competência.

O Comitê de Auditoria poderá exercer suas atribuições e responsabilidades junto às subsidiárias integrais e controladas da Cemig que vierem a adotar o regime de compartilhamento de Comitê de Auditoria Comum.

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>
Pedro Carlos de Mello	Coordenador
Afonso Henriques Moreira Santos	Membro
Márcio de Lima Leite	Membro
Roberto Tommasetti	Membro

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

Pedro Carlos de Mello, nascido em 1952, é formado em contabilidade pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (AEUDF), e é formado em economia pela Faculdade de Ciências Políticas e Economia de Cruz Alta. Possui MBA em controladoria pela Fipecafi (Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo – USP); MBA em formação de executivos pela Coppead (Instituto de Pós-Graduação em Pesquisa em Gestão da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ); e pós-graduado em contabilidade, custos e auditoria pela 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 Gerenciais da Diretoria de Análise Técnica (Ditec) da Superintendência Nacional de Previdência Complementar – Previc em 2014, e membro suplente do Conselho Fiscal da Usiminas em 2016 e 2017. Desde 2016 é membro do Comitê de Auditoria do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG).

Afonso Henriques Moreira Santos, nascido em 1957, é licenciado em engenharia elétrica. De abril de 2019 a dezembro do mesmo ano foi membro do Conselho de Administração da Light S.A. Foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda., de outubro de 2006 a abril de 2019. Foi professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Márcio de Lima Leite, nascido em 1971, é formado em direito pela Faculdade Milton Campos, e em ciências contábeis pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) de Minas Gerais, com pós-graduação em gestão estratégica, 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 do estado do Rio de Janeiro (UERJ), Doutor em ciências contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e mestre em contabilidade e finanças pela PUC de São Paulo. Ele é contador público certificado no Brasil e na Itália. É sócio de uma firma de consultoria e leciona contabilidade financeira e de gestão em cursos de graduação e pós-graduação. É membro da Câmara de Comércio Ítalo-Brasileira do Rio de Janeiro, onde faz parte do Conselho de Energia Brasil-Itália. Foi membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal de diferentes empresas e atuou como CFO, Controller e auditor independente.

Funcionários

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 5.025 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 190 estavam no nível gerencial e 52 contratados para prestar serviços terceirizados temporários. No final de 2020 tínhamos 5.254 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 179 estavam no nível gerencial e 103 contratados para prestar serviços terceirizados temporários. No final de 2019 tínhamos 5.596 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 185 estavam no nível gerencial e 72 contratados para prestar serviços terceirizados temporários.

A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categoria, nas mencionadas datas:

Número de funcionários em 31 de dezembro de (1)	2021 (2)	2020 (3)	2019 (4)
Gerentes	190	179	185
Quadro de profissionais.....	1.113	1.133	1.147
Técnicos operacionais e funcionários de escritório.....	3.722	3.942	4.264
Total	5.025	5.254	5.596

(1) Esses números refletem apenas os funcionários da Cemig GT, Cemig D e Cemig.

(2) Em 2021, foram contratados 235 funcionários e 467 deixaram a Cemig.

(3) Em 2020, foram contratados 104 funcionários e 444 deixaram a Cemig.

(4) Em 2019, foram contratados 272 funcionários e 762 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 2021–2023 entre a Companhia e Sindicatos estão em vigor de 1 de novembro de 2021 até 31 de outubro de 2023.

No Acordo de 2021/2023, a Companhia e os sindicatos acordaram um reajuste de benefícios econômicos, visando a garantia da reposição das perdas resultantes de inflação no período, com reajuste de 11,08%, que corresponde ao índice pleno de inflação nos 12 meses anteriores da data-base, além de garantir a correção de salários e benefícios, em novembro de 2022, pelo índice de inflação (INPC–IBGE) acumulado entre 1º de novembro de 2021 e 31 de outubro de 2022.

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; 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, os seguintes benefícios são garantidas: as Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPAs) regulamentadas, 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 2021/2023, não houve paralisação/greve. 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.

Remuneração

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 empregados. Desta forma, a Cemig possui um Plano de Cargos e Remunerações (PCR), no qual os cargos estão descritos com base em sua natureza e complexidade, bem como nos requisitos de conhecimentos necessários para os desempenhos das funções. As remunerações são definidas considerando as avaliações de cargos, feitas de acordo com uma metodologia específica. Esse plano é orientado para atrair, desenvolver, reter e valorizar os melhores talentos profissionais da Companhia necessários à condução do negócio da Cemig, preservando a cultura, o alinhamento aos objetivos empresariais, e 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 Plano de Cargos e Remunerações estabelece critérios para concessão de progressões horizontais e verticais, que contemplam, entre outros fatores, o desempenho do empregado.

O atual PCR foi implementado em setembro de 2018 com o objetivo de nos fornecer instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim, critérios sólidos para as promoções. De forma a manter um plano atual e consistente com o contexto empresarial, o Plano de Cargos e Remunerações está sendo revisado. Espera-se que a revisão seja concluída no primeiro semestre de 2022.

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

31 de dezembro de, 2021	(R\$)	Salário-base médio	Remuneração média
Gerentes		20.419,99	37.788,49
Quadro de profissionais.....		11.012,14	15.400,54
Técnicos operacionais e funcionários de escritório...		5.211,25	9.115,75

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A Cemig possui um programa de participação nos lucros e resultados com funcionários, de acordo com a legislação trabalhista brasileira aplicável. A distribuição dos lucros ocorre apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 70% das metas corporativas, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2021, o acordo coletivo de distribuição de lucros ou resultados estabeleceu uma percentagem máxima de 4.5% do lucro líquido ajustado, abrangendo no programa todos os trabalhadores, incluindo cargos de gestão. Para se qualificar para receber essa parcela, a Cemig monitora e calcula um conjunto de indicadores corporativos e indicadores específicos para cada gerente, vinculados aos desafios do negócio e à sustentabilidade econômica e financeira da empresa.

Em 2020, de acordo com os termos do Acordo Coletivo, a Cemig distribuiu 4,3% do seu lucro.

Em 2019, nos termos do Acordo Coletivo, a Cemig distribuiu 4% do seu lucro, com possibilidade de aumento de mais 20% do valor desse lucro que ultrapassar o orçamento, atingindo o limite máximo a ser distribuído de 7,5% do lucro líquido consolidado.

O cálculo da distribuição da participação nos lucros terá como base o Resultado dos Indicadores, e o pagamento será feito 100% na proporção da remuneração individual de cada empregado entre todos os empregados representados pelas entidades signatárias do referido acordo.

A distribuição ocorrerá apenas se pelo menos 70% das metas forem atingidas em conjunto, observado o peso relativo de cada um dos indicadores. A cesta de indicadores para o ano de 2020 contém 10 indicadores corporativos.

Benefícios

A Cemig concede aos seus empregados uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos empregados e/ou dependentes relacionadas com deficiência, assistência funerária em caso de morte de empregado ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição do empregado para o plano de previdência complementar. Em 2021, foram pagos R\$ 173 milhões em benefícios a empregados, sendo R\$ 86 milhões em contribuições para o plano de pensão e R\$ 87 milhões em benefícios de assistência.

Programas de demissão voluntária

Em maio de 2021 a Companhia aprovou o plano de aposentadoria voluntária para 2021 (o Programa de Desligamento Voluntario Programado – ‘PDVP 2021’). Todos os funcionários puderam participar do programa, exceto conforme previsto no Programa, de 10 a 31 de maio de 2021. O programa previa os pagamentos legais normais para a cessação voluntária do emprego, e uma bonificação, como indenização, calculada pela aplicação de uma percentagem determinada pelo período em que o trabalhador trabalhou para a Cemig, sobre a remuneração em curso, por cada ano de emprego, de acordo com as condições do programa, e, para os trabalhadores cuja atividade profissional na Cemig é superior a 36 anos, o valor de 10,5 remunerações. O programa foi aceito por 324 colaboradores e a Companhia espera economizar cerca de R\$ 35 milhões por ano.

Em abril de 2020, a Companhia aprovou o Programa de Desligamento Programado Voluntário para 2020 (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 pagou a indenização legal padrão por rescisão contratual, sendo 50% do período de aviso prévio, valor igual a 20% do Valor Base do FGTS do funcionário, prêmio adicional equivalente a 50% do período de aviso prévio, mais 20% do Valor Base do fundo FGTS, bem como demais pagamentos previstos na legislação. O programa foi aceito por 396 colaboradores, e a Companhia espera economizar cerca de R\$ 100 milhões por ano.

Em dezembro de 2019, a Companhia criou o Plano de Desligamento Voluntario Programado PDVP 2019. Os funcionários elegíveis – todos os funcionários que trabalharam na Companhia por 25 anos ou mais em 31 de dezembro de 2019 – puderam aderir ao programa entre 7 e 31 de janeiro de 2019. O PDVP previa o pagamento das verbas rescisórias judiciais, inclusive aviso prévio indenizado, depósito do valor correspondente a multa de 40% do valor base do FGTS para fins de aposentadoria, e demais encargos previstos na legislação, sem previsão de recolhimento de prêmio adicional. Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do PDVP 2019, com período de adesão entre 1º e 10 de abril de 2019, e alterações nos requisitos de adesão, mantendo-se as demais condições inalteradas. O programa foi aceito por 613 colaboradores, e a Companhia espera uma economia de aproximadamente R\$ 150 milhões por ano.

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. O indicador corporativo Taxa de Frequência de Acidentes do Trabalho com Afastamento (TFA) do quadro

de funcionários atingiu 1,17 em dezembro de 2021, o melhor resultado nos últimos 7 anos, sinalizando uma redução de 29,52% em relação ao resultado registrado em 2020 e 23,02% a menos que o limite estabelecido pela Companhia, de 1,52.

Também é importante notar que, em 2021, a pandemia de Coronavírus teve seus maiores picos de casos e o desafio para as atividades regulares da empresa permaneceu, resultando na adoção pela área de saúde da empresa de medidas e protocolos criados em 2020. Esses protocolos foram adotados para garantir a continuidade do negócio, uma vez que o serviço é essencial, e para salvaguarda da saúde e integridade de toda a força de trabalho.

Em 2020, a TFA, em relação à força de trabalho, foi de 1,52 acidentes por milhão de horas trabalhadas, 8,43% a menos que em 2019, e 10,14% acima do limite de 1,38. Em 2019, a TFA, em relação à força de trabalho, foi de 1,60 acidentes por milhão de horas trabalhadas, 5,26% a maior que em 2018 e 18,75% abaixo do limite de 1,90.

Item 7. Principais acionistas e Transações com partes relacionadas

Principais acionistas

Em 30 de abril de 2022, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 375.061.323 ações ordinárias, ou 50,97% das ações da Cemig com direito a voto. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nossa segunda maior acionista, era titular de 199.360.626 ações ordinárias ou, aproximadamente, 27,09% dessas ações, e 122.469.954 ações preferenciais, ou aproximadamente 8,36% desta classe de ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e preferenciais em abril de 2022:

Acionista	Ações ordinárias	% da classe	Ações preferenciais	% da classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	375.061.323	50,97%	22.437.645	1,53%
FIA Dinâmica Energia	199.360.626	27,09%	122.469.954	8,36%
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	82.007.784	11,14%	–	–
Total dos membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	17.806	–	170.562,00	0,01%
Outros	79.399.983	10,79%	1.319.598.841	90,04%
Total de ações	735.847.522	100,00%	1.464.677.002	99,94%
Ações em tesouraria	102	–	846.062	0,06%
Total de ações emitidas	735.847.624	100,00%	1.465.523.064	100,00%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela sociedade por ações Minas Gerais Participações S.A., e por outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado de Minas Gerais.

Desde a constituição da Cemig, as suas 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 existe a possibilidade de o governo do estado 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 outros investidores, e até mesmo da Companhia.”

Em 30 de abril de 2022, a Cemig possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registrado nos Estados Unidos, que detinha um total de 1.554.972 ações ordinárias; e 12 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registrados nos Estados Unidos, representando um total de 215.794.183 ações preferenciais.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança de controle da Cemig, de acordo com a legislação do Estado de Minas Gerais, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Como a Cemig é controlada pelo Estado de Minas Gerais, qualquer venda que tem como resultado que o Governo Estadual não mais detenha mais de 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) a aprovação pelo poder legislativo de Minas Gerais de legislação que especificamente autorize esta mudança, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual; e (b) aprovação pelos cidadãos locais em um referendo.

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 (para mais detalhes, consulte a Nota 30 das demonstrações financeiras consolidadas):

- Venda de energia ao governo do Estado de Minas Gerais. O preço do fornecimento é o fixado pela Aneel através de uma Resolução referente ao reajuste tarifário anual da Cemig D. Em 2017, o governo de Minas Gerais assinou um contrato de reconhecimento de dívida com a Cemig D para pagamento de dívida referente ao fornecimento de energia devido e não pago, no valor de R\$ 113 milhões até novembro de 2019. Esses recebíveis possuem como garantia a retenção dos dividendos ou juros sobre capital próprio distribuíveis ao Estado, na proporção de sua participação na Companhia, enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência. Em 31 de março de 2021, a Cemig D obteve autorização da Secretaria Estadual de Finanças de Minas Gerais para compensar parte do imposto ICMS pagável ao Estado contra a dívida do governo estadual à empresa, nos termos da Lei Estadual nº 23.705/2020. Até agora, nove prestações tinham sido compensadas.
- Valores de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) referentes a inflação, que foram devolvidos ao estado de Minas Gerais. Esses recebíveis possuem como garantia na forma do direito da Cemig reter dividendos ou juros sobre capital próprio que de outra maneira seriam distribuíveis ao Estado (na proporção de sua participação na Companhia), enquanto perdurar qualquer mora e/ou inadimplência. O saldo recebível em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 13 milhões (R\$ 12 milhões em 31 de dezembro de 2020).
- As transações com energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal. As transações para transporte de energia, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Foi reconhecida um passivo a descoberto correspondente ao interesse da Companhia na Madeira Energia S.A. como resultado da decisão proferida no processo de arbitragem. Em 31 de dezembro de 2021, o passivo foi equivalente a R\$ 162 milhões.
- Contrato para fornecer serviços de operação e manutenção de usinas relacionadas à transmissão.
- Ações judiciais 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 Cemig. A ação está provisionada no valor de R\$ 149 milhões, em 31 de dezembro de 2020, sendo a parcela da Cemig de R\$ 52 milhões (R\$41 milhões em 31 de dezembro de 2020).
- Passivo reconhecido referente à participação da Companhia no capital social da *Hidrelétrica Itaocara*, em razão de seu patrimônio líquido negativo (veja Nota 16 das demonstrações financeiras consolidadas).
- Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), mais juros de 6% ao ano, e serão amortizados até o exercício de 2031 (ver Nota 24 das demonstrações financeiras consolidadas).
- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto, calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo.
- Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia.
- Aluguel da sede administrativa da Companhia junto à Forluz (fundo de pensão dos funcionários), com vigência até novembro de 2020 e agosto de 2024 (podendo ser prorrogada a cada cinco anos, até 2034), com atualização anual pela inflação pelo IPCA e preço revisado a cada 60 meses. Em 27 de abril de 2021, a Companhia assinou com a Forluz uma emenda contratual devido à transferência das instalações da Cemig SIM e Gasmig para o prédio Júlio Soares, reduzindo as despesas de aluguel da

Companhia. Em 20 de setembro de 2021, o contrato de locação foi ajustado em 9,68%, correspondendo à inflação acumulada do IPCA nos 12 meses anteriores;

- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (Cemig Saúde). Vide Nota Explicativa nº 12 às demonstrações financeiras consolidadas.
- A relação entre a Cemig e suas investidas está descrita na Nota 16 – *Investimentos*, das demonstrações financeiras consolidadas.

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 “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 temos avaliado a chance de perda como ‘provável’, e divulgamos as quantias dos processos em que temos avaliado que a chance de perda é ‘possível’. Para maiores informações em relação a tais contingências, veja Nota 25 das demonstrações financeiras.

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 Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2021, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 1.269 milhões, e a chance de perda foi avaliada como ‘possível’, 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 288/2002, que estabeleceu as diretrizes para a interpretação da Resolução Aneel 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 originalmente havia sido determinado em favor da AES no processo de liquidação financeira, pelo valor histórico. O pedido de adesão como parte foi concedido e a Cemig GT é colitigante com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc), no processo principal (Ação Ordinária), resultando na Cemig D podendo apresentar petições e recorrer desta ação, se necessário. Foi interposto um recurso especial perante o STJ contra a decisão que permite a junção da Cemig D, que aguarda julgamento. O presente recurso não impede a Cemig GT de agir no caso em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi deferido. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da Cemig Geração e Transmissão, 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 2021, o valor envolvido na ação era de R\$ 437 milhões, e a chance de perda foi avaliada como ‘possível’, pois ainda existe a possibilidade de a decisão de segunda instância ser modificada nos recursos que atualmente aguardam julgamento.

A Companhia e suas subsidiárias estão envolvidas em diversos processos administrativos e judiciais, questionando, 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. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$ 337 milhões (R\$ 293 milhões em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$ 48 milhões (R\$ 52 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados, sendo esta a estimativa dos recursos provavelmente necessários para liquidar estas discussões.

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 subcategoria de Tarifa Residencial de Baixa Renda, e também solicitar que a Cemig D pague 200% da quantia alegadamente paga em excesso pelos clientes nessa subcategoria. 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 2021, o valor envolvido neste processo era de aproximadamente R\$ 413 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. Em 31 de dezembro de 2021 o valor envolvido nestas ações para os quais a chance de perda foi avaliada como 'provável' totalizou aproximadamente R\$ 3 milhões, e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizaram aproximadamente R\$ 84 milhões.

Em 2006, a Cemig, a Cemig GT e a Cemig D adiantaram fundos a alguns de seus funcionários em troca de seus direitos a pagamentos futuros, referidos como 'Anuênio'. Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social referente a esses pagamentos foi pago, uma vez que o nosso entendimento é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo que tem como fim a cobrança dos tributos associados a tais pagamentos. Para evitar o risco de imposição de multas, nós ingressamos com dois mandados de segurança, os quais obtiveram decisões desfavoráveis na primeira instância. Nós apelamos e estamos aguardando a decisão do Tribunal de Recursos, 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 2021, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 302 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 diretores. 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 2021, o valor envolvido nesta ação foi avaliado em aproximadamente R\$ 144 milhões, e avaliamos a chance de perda como 'provável'.

Além do processo mencionado acima, a Receita Federal instaurou outros 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; o Programa de Alimentação do Trabalhador (PAT);

auxílio-educação; bônus por tempo de serviço; 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 e Senat; doações; patrocínios; e multas por descumprimento de obrigação acessória. Apresentamos as defesas e aguardamos o julgamento. Em 31 de dezembro de 2021, o valor envolvido nessas ações foi de aproximadamente R\$ 1,4 bilhão. Em decorrência da decisão do TRF da 1ª Região mencionada acima, os valores cuja probabilidade de perda foi avaliada como 'provável' totalizaram aproximadamente R\$ 1.128 bilhão; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como 'possível' totalizaram aproximadamente R\$ 282 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 2021, o valor envolvido nessas ações era avaliado em aproximadamente R\$ 453,9 milhões, e a chance de perda avaliada como 'possível'. Os avisos de infração relativos à Contribuição Social (CSLL) se devem, em especial, às empresas terem excluído, de sua base de cálculo declarada para esse tributo, valores relacionados a: (i) doações e patrocínios culturais e artísticos; (ii) pagamentos 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% da Lepsa LLC (empresa com sede em Delaware, EUA). A Lepsa LLC também era proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações (FIP Luce), que por sua vez era detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de aproximadamente 13,03% do capital total e votante de emissão da Light (que tem apenas ações ordinárias). Após certas operações, a Parati tornou-se titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('Lepsa'), que, por sua vez, foi titular de aproximadamente 13,03% do capital total e votante da Light. Após sucessivas transações societárias, a Parati foi incorporada pela Cemig, a qual, conseqüentemente, sucede à sua posição neste processo. Em 2 de maio de 2016, o Departamento de Julgamento Delegado 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 2021, a quantia reclamada neste caso totalizava aproximadamente R\$ 239 milhões. A chance de perda foi avaliada como 'possível', principalmente devido às seguintes questões de fato: (i) quanto à questão da simulação, a situação neste caso específico é mais favorável do que nos precedentes que se encontram na jurisprudência. Se afastada a alegação de simulação, entendemos que não haverá base legal para a cobrança; (ii) quanto ao mérito, por se tratar de operação muito específica não existem precedentes similares; e (iii) no que diz respeito à multa, valem as mesmas observações quanto à singularidade deste 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 as tentativas pelo fisco federal de recuperar os valores desses impostos a serem compensados. Em 31 de dezembro de 2021, o valor envolvido nos processos, cuja chance de perda foi avaliada como 'possível', totalizava aproximadamente R\$ 198 milhões.

A Companhia e suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos aos seguintes impostos e contribuições: o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR); o Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos (ITCD); o Programa de Integração Social (PIS); a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins); o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ); a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e embargos à execução fiscal. Em 31 de dezembro de 2010 os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 19 milhões; e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 355 milhões.

Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços – ICMS

De dezembro de 2019 a novembro de 2021, a Secretaria da Fazenda de Minas Gerais lavrou autos de infração contra a controlada Gasmig, no valor total de R\$ 357 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 2021, alegando divergência entre a fórmula de cálculo utilizada pela controlada e o entendimento do fisco. O auto é composto de R\$ 124 milhões de principal, R\$ 201 milhões de multas e R\$ 32 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, e que a possibilidade de perda com relação a estes valores é ‘remota’. Em relação à discussão sobre a diferença entre o valor de ICMS apurado pela Gasmig e a nova interpretação do fisco estadual, a chance de perda foi avaliada como ‘possível’. Em julho de 2021, Gasmig apresentou um processo contra o Estado de Minas Gerais. Os autos de infração são suspensos até que os méritos da ação sejam determinados. Em 31 de dezembro de 2021 o valor da contingência do período referente às regras de prescrição é de R\$ 140 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 2021, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 419 milhões. Os valores para os quais a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 1 milhão; e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 419 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 agosto de 2021, o Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais publicou uma decisão que reconhece a expiração por prescrição de tempo das ações punitivas e reparadoras, uma vez que não foi tomada qualquer decisão sobre o mérito do caso em mais de cinco anos a contar da primeira causa que interrompesse o estatuto de prescrição. Em 18 de novembro de 2021, o processo foi encerrado.

Obrigações sob as leis trabalhistas

A 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 2021, o valor dos pleitos com chance de perda

‘provável’ era de, aproximadamente, R\$ 404 milhões; e o valor dos pleitos com chance de perda ‘possível’, de R\$ 1,167 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 precatórios federais, decidiu, em 04 de agosto de 2015, que nos processos trabalhistas em aberto que discutissem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009 os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR). Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar matérias de significância geral 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.

Porém, em dezembro de 2020, o Supremo Tribunal Federal, com o objetivo de encerrar a discussão em torno do tema que envolve o índice de atualização das reclamações trabalhistas, proferiu sentença parcial favorável a duas ações de declaração de constitucionalidade, decidindo pela inconstitucionalidade da Taxa Referencial (TR) e determinou que a atualização monetária incidente sobre obrigações trabalhistas deve ser feita pela variação do IPCA-E até a fase de notificação em ação judicial e, a partir daí, pela aplicação da taxa Selic. Os efeitos desta decisão foram modulados da seguinte forma: (a) os pagamentos já efetuados no prazo e da forma adequada, com aplicação da TR, do IPCA-E ou de qualquer outro indexador, permanecerão válidos e não poderão ser objeto de nova contestação; (b) as ações em andamento que se encontram em fase de instrução, deverão ser objeto de aplicação retroativa da Taxa Selic, sob pena de futura alegação de inexigibilidade de título judicial com base em interpretação contrária à posição do Supremo Tribunal Federal; e (c) a decisão é automaticamente aplicável às ações cuja decisão transitada em julgado seja irrecorrível, desde que não haja manifestação expressa quanto aos índices de atualização monetária e taxas de juros; e isto também se aplica aos casos de omissão expressa, ou simples consideração de seguir os critérios legais.

Questões ambientais

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 2021, a chance de perda foi avaliada como ‘remota’.

Danos Materiais e Responsabilidade Civil

A Cemig, a Cemig GT e a Cemig D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como réis, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso normal de negócios. Em 31 de dezembro de 2021, o valor total de tais ações com chance de perda avaliada como ‘provável’ era aproximadamente R\$ 45 milhões; e o das ações com chance de perda avaliada como ‘possível’ era de aproximadamente R\$ 543 milhões.

Outros litígios

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, em escala menor, quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e aceiros. Em 31 de dezembro de 2021, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como

‘possível’ totalizou aproximadamente R\$ 373,2 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 60,3 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 2021, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizou aproximadamente R\$ 149 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou aproximadamente R\$ 32 milhões.

Renova: Pedido de desconsideração da personalidade jurídica

Determinado fundo de investimento em direitos creditórios entrou com pedido de Incidente de Desconsideração da Personalidade Jurídica (‘IDPJ’) de determinadas empresas do grupo Renova, objetivando a inclusão de alguns acionistas da Renova, dentre os quais a Companhia e a sua controlada Cemig GT, no polo passivo do cumprimento de sentença, de forma a responderem solidariamente. O valor envolvido nesta disputa foi estimado em R\$ 86 milhões em 31 de dezembro de 2021. A chance de perda foi avaliada como ‘possível’.

Política de dividendos, e pagamentos

Dividendos obrigatórios – Prioridade e valor dos dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a pagar aos nossos acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, de acordo com a Lei 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, ou ‘Lei das Sociedades por Ações’. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo mínimo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

Dividendo mínimo anual relacionado às ações preferenciais: essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:

- 10% do respectivo valor nominal; ou
- 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações; ou
- os dividendos relacionados às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Em 22 de setembro e em 23 de dezembro de 2020, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 553 milhões, por conta do valor do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes constam do Registro Nominal de Ações da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor seria pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. O Conselho de Administração deliberou propor à Assembleia Geral Ordinária (AGO) a ser realizada em 30 de abril de 2021 o pagamento de dividendos relativos ao ano de 2020 de R\$ 929 milhões, aos titulares cujos nomes constam no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 29 de dezembro de 2021.

Em 7 de dezembro de 2021, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 955 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2021, pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 21 de dezembro de 2021. Esse valor foi pago em

duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2022 e a segunda até 30 de dezembro de 2022. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em sexta-feira, 29 de abril de 2022 o pagamento de dividendos para o ano de 2021 de R\$ 1.012 milhão, aos acionistas cujos nomes estiverem no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da AGO. Os pagamentos dos dividendos serão realizados até 30 de dezembro de 2022, conforme disponibilidade de Caixa e a critério da Diretoria Executiva.

Reserva de lucros a realizar: O Artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76) permite à Companhia pagar o dividendo obrigatório, calculado na forma do Estatuto Social, até o valor da parcela realizada do lucro líquido do exercício (recebida em dinheiro). O valor excedente entre o valor do dividendo obrigatório e os dividendos que efetivamente serão pagos foi registrado na rubrica *Reserva de lucros a realizar*.

Em 2020, a Companhia apresentou uma participação líquida positiva no lucro das subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas de R\$ 2.704 milhões, que pode ser considerada uma parcela não realizada do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária brasileira. A participação nos lucros das controladas e controladas em conjunto pode não ser realizada em 2021, o que significa que pode não ser convertida em caixa, considerando o cenário macroeconômico e o fato de que os impactos da pandemia de Covid-19 nos fluxos de caixa e resultados financeiros das investidas podem continuar em 2021.

Diante do lucro realizado do exercício, conforme exposto acima, a Administração propôs que seja mantida a constituição de reserva de lucros a realizar com saldo no valor de R\$ 835 milhões, considerando a reversão da reserva constituída em 2019 e a nova constituição do mesmo montante em 2020.

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, distribuímos 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 naquele 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 poderá 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 ajustado*, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) montantes alocados para registrar as reservas para contingências e reversão dessas reservas acumuladas em exercícios fiscais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à reserva de lucros não realizados, e quaisquer quantias anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter uma reserva legal de 5% do lucro líquido de cada exercício até atingir 20% do capital social da Companhia, de acordo com o Artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o saldo da mesma e das outras reservas de capitais constituídas excederem 30% da totalidade do capital social da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos no período poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou afiliadas é contabilizado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também é considerado lucro a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa Companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa Companhia.

Juros sobre Capital Próprio

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma denominada como 'Juros Sobre Capital Próprio', dedutíveis do patrimônio líquido, de acordo com a Lei 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 quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o resultado do exercício) para o 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 Capital Próprio ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Os dividendos e juros sobre capital próprio sobre o mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio

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. Em 2021 o Real depreciou cerca de 7,34% em relação ao dólar norte-americano. Veja "*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 não estão,

de modo geral, sujeitos ao imposto na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja, em *Item 10, as seções: “Informações Adicionais – Tributação – Considerações sobre impostos brasileiros – 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 promoverá 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 *“Item 3. Informações Relevantes – Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas”*.

Histórico de declaração de dividendos e Juros sobre o Capital Próprio(1)

Ano do dividendo	Ações ordinárias		Ações preferenciais	
	(milhões de R\$) (2)	(milhões de US\$) (3)	(milhões de R\$) (2)	(milhões de US\$) (3)
2019 (4)	255	49	509	99
2020 (5)	496	88	986	176
2021 (6)	658	133	1.309	265

- (1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.
- (2) Os valores em Reais são expressos em Reais nominais.
- (3) Os valores em dólares norte-americanos aqui demonstrados são apenas uma referência para o investidor e foram calculados dividindo-se o valor de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos, expressos em Reais nominais, pela taxa de câmbio divulgada pelo Federal Reserve Board nos respectivos ‘record dates’, para 2021 – com base no 29 de abril de 2021.
- (4) Em 18 de dezembro de 2019, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2019, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 23 de dezembro de 2019. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2020 e a segunda em 30 de dezembro de 2020. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 31 de julho de 2020, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 364 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias e preferenciais que tiverem seus nomes inscritos no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da realização da AGO.
- (5) Em 22 de setembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 120 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 25 de setembro de 2020. Esse valor seria pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 433 milhões, a imputar contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2021, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 929 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias e preferenciais que tiverem seus nomes inscritos no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da realização da AGO.
- (6) Em 7 de dezembro de 2021, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 955 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2021, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 21 de dezembro de 2021. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2022 e a segunda até 30 de dezembro de 2022. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 29 de julho de 2022 o pagamento de dividendos para o ano de 2021 de R\$ 1.011 milhões, aos acionistas cujos nomes estiverem no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia na data da AGO. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2022 e a segunda até 30 de dezembro de 2022.

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 2021, 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 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 beneficiários efetivos de ADSs de Ações Preferenciais evidenciados pelos ADRs emitidos de acordo com seus termos. Em 30 de abril de 2022, existiam aproximadamente 215.794.183 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 19,14% de nossas 1.465.523.064 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 2021, 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 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 beneficiários efetivos de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidas de acordo com seus termos. Em 30 de abril de 2022, existiam aproximadamente 2.884.972 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,51% de nossas 735.847.624 ações ordinárias. Os preços a seguir são líquidos de proventos, incluindo dividendos:

Em 31 de dezembro de 2021, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R\$ 12,98 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US\$2,41.

Em 31 de dezembro de 2021, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R\$ 18,39 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US\$3,52.

Constam no quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados, ajustados por dividendos, para as ações preferenciais e ordinárias na B3 e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Ano	Ações ordinárias		ADSs ordinárias		Ações preferenciais		ADSs preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
	2017	13,45	6,05	4,44	1,81	10,23	5,92	3,34
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
2020	16,33	7,10	4,06	1,37	14,61	7,25	3,40	1,24
2021	18,40	11,19	3,59	2,24	14,53	9,03	2,63	1,50

Trimestre	Ações ordinárias		ADSs ordinárias		Ações preferenciais		ADSs preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
	2020							
1° Trimestre	16,30	7,10	4,06	1,45	14,61	7,46	3,40	1,42
2° Trimestre	11,57	7,19	2,51	1,37	11,03	7,25	2,30	1,24
3° Trimestre	11,71	9,98	2,31	1,84	11,35	9,90	2,24	1,80
4° Trimestre	16,33	10,76	3,22	1,89	14,27	9,95	2,84	1,80
2021								
1° Trimestre	12,94	11,19	3,16	2,24	12,55	9,03	2,29	1,50
2° Trimestre	14,41	12,53	3,55	2,52	13,32	10,10	2,60	1,64
3° Trimestre	14,88	12,71	3,48	2,56	13,87	10,73	2,55	1,98
4° Trimestre	17,13	15,91	3,59	2,90	14,53	12,15	2,63	2,07

Mês	Ações ordinárias		ADSs ordinárias		Ações preferenciais		ADSs preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
	Outubro de 2021	17,01	15,91	3,55	2,90	14,53	12,15	2,63
Novembro de 2021	16,72	16,04	3,50	2,90	13,43	12,16	2,45	2,07
Dezembro de 2021	17,63	16,20	3,59	2,95	13,68	12,30	2,42	2,12
Janeiro de 2022.....	17,30	15,89	3,67	2,88	13,20	11,92	2,52	2,13
Fevereiro de 2022.....	17,18	16,50	3,66	3,23	13,27	12,26	2,65	2,35
Março de 2022.....	18,30	16,24	4,38	3,24	15,30	12,04	3,22	2,42
Abril de 2022.....	15,52	13,84	4,55	3,87	11,55	10,62	3,25	2,87

* Fonte: Economática – preços líquidos de proventos, incluindo dividendos.

A tabela a seguir representa 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 por 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	'Record date' NYSE	Data de Pagamento NYSE
2019	3 de maio de 2019	3 de maio de 2019	26 de dezembro de 2019	7 de maio de 2019	7 de janeiro de 2020
2020	31 de julho de 2020	31 de julho de 2020	30 de dezembro de 2020	14 de agosto de 2020	8 de janeiro de 2021
2021	30 de abril de 2021	30 de abril de 2021	30 de junho de 2021	4 de maio de 2021	12 de julho de 2021
2021	30 de abril de 2021	30 de abril de 2021	29 de dezembro de 2021	4 de maio de 2021	6 de janeiro de 2022

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 a negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na bolsa de valores de São Paulo ('B3 – Brasil, Bolsa, Balcão')

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na B3, a única bolsa de valores brasileira que negocia ações. A negociação na B3 está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a B3 possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

A negociação na B3 é conduzida das 10h às 17h; ou das 11h às 18h durante o horário de verão no Brasil. A B3 também permite a negociação a partir das 17h30min às 18h durante um período de negociação diferenciada chamado 'aftermarket', exceto durante o horário de verão. As negociações durante o *aftermarket* estão sujeitas a limites regulatórios sobre a volatilidade dos preços e sobre o volume de ações negociadas através de corretores da internet.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na B3 são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da B3 é a Câmara B3 (anteriormente organizado como Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, ou 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 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; ou (iii) por determinado período a ser definido pela B3, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação. O preço mínimo e máximo é baseado em um preço de referência para cada ativo, que será a cotação de fechamento do pregão anterior, ao considerar o ativo no início do dia anterior à primeira negociação ou o preço da primeira negociação do dia. O preço de referência do ativo será alterado durante o pregão se houver um leilão provocado pelo limite intradiário sendo violado. Neste caso, o preço de referência será o do leilão.

A B3 liquida a venda de ações três dias úteis após a sua realização, sem ajuste monetário do preço de compra. As ações são pagas e entregues por meio de um agente de liquidação afiliado à B3. A B3 realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos da B3, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da B3. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na B3 é significativamente menos líquida do que as negociações na NYSE ou em outras grandes bolsas pelo mundo. Embora quaisquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociadas na B3, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão disponíveis para negociação pelo público, o restante detido por um grupo controlador ou entidades governamentais.

A negociação na B3 por parte de um detentor não residente 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 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 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 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 de Listagem do Nível 1 de Governança Corporativa*, alterado em 21 de março de 2011 pela B3 e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas; Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas, ou DFP; Demonstrações do Resultado Consolidadas; *Informações Trimestrais*, ou ITR, e o *Formulário de Referência*;
- incluir, nas notas explicativas das nossas demonstrações financeiras trimestrais, uma nota sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações exigidas pelas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta por tipo ou classe que ultrapasse 5% de cada tipo ou classe do capital social da Companhia, até o nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;
- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;
- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos, contendo pelo menos as datas de: (a) atos e eventos corporativos; (b) reuniões públicas com analistas e outras partes interessadas; e (c) divulgações de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal, sendo que 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 pelos Estatutos;
- estabelecer que a duração do mandato do 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 através da adoção de procedimentos especiais, tais como garantir o acesso a todos os investidores interessados ou distribuir a indivíduos ou investidores não-institucionais pelo menos 10% do total a ser distribuído; e
- incluir nos Estatutos da Companhia as disposições obrigatórias exigidas pela B3.

Divulgação de transações por pessoas com acesso a informações privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários exige que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou assessor divulguem a nós, à CVM e à B3 o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e controladas, que sejam possuídas por eles ou por pessoas proximoamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) 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 atos ou fatos relevantes

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar à CVM e à B3 qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios. 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 caso os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação colocará em risco interesse legítimo da companhia, sendo que tanto os controladores como os administradores devem imediatamente publicar o ato ou fato relevante se perderem o controle da informação ou no caso de alterações atípicas nos preços das ações ou no volume negociado.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção *“Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais”*.

Regulamentação dos mercados de valores mobiliários brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei 6.385 promulgada em 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, conforme suas alterações e complementações, assim como pelas normativas da CVM, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), e pelo Banco Central, que tem, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de firmas de corretagem, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio. Essas leis e regulamentos estipulam, entre outras: exigências de divulgação de informações aplicáveis a emissores de valores mobiliários negociados: proteção aos acionistas não controladores; e penalidades criminais para operações com informações privilegiadas (*insider trading*) ou manipulação de preços. Eles também estipulam o licenciamento e a supervisão de corretoras e a governança da bolsa de valores brasileira.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, uma companhia ou 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 podem ser negociadas por particulares, sujeitas a certas limitações, entre indivíduos para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atue como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na B3 na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da B3 ou da CVM, com base, entre outros motivos, na convicção de que a companhia prestou informações inadequadas no tocante a fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária. Nenhum requerimento especial, além do registro na CVM, é necessário para que os valores mobiliários de uma empresa de capital aberto possam ser negociados neste 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 limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos em dólares para o exterior em pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações e a remessa do produto de venda. 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 4.373 do Conselho Monetário Nacional, de 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores estrangeiros em mercados brasileiros financeiros e de títulos. Veja *“Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais.”*

Exigências de divulgação

A Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, estabelece algumas exigências quanto à divulgação e uso de informações relacionadas a fatos relevantes e atos de companhias abertas, inclusive a divulgação de informações sobre negociação e aquisição de valores mobiliários de emissão de empresas abertas. 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.
- Também 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, ou que contribua para, a empresa, e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;
- obrigam o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do conselho fiscal e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;
- exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação dos 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 dentro do prazo de um ano;
- estabelecem regras relativas a exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- restringem o uso de informações privilegiadas.

Item 10. Informações adicionais

Sistema de *compliance* e governança corporativa da Cemig

A Cemig busca manter seu sistema de *compliance* e governança corporativa alinhado às melhores práticas de mercado. Nos últimos anos, a Companhia vem aprimorando seu sistema de governança. Isso inclui todas as exigências especificadas na Lei Federal 13.303/16 (a 'Lei das Estatais'). De acordo com esta Lei, todas as empresas estatais, sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, devem cumprir normas de governança corporativa, contratação de terceiros e licitações públicas.

A Cemig inclui as seguintes práticas de boa governança e conformidade exigidas por esta legislação:

- O Conselho de Administração é responsável por assegurar a implementação e supervisão de nossos sistemas de gestão de riscos e controles internos.
- No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros do Conselho de Administração devem ser independentes.
- Possuímos um Comitê de Auditoria.
- O Diretor-presidente tem a responsabilidade de dirigir a conformidade (*Compliance*) e a gestão de riscos corporativos.
- Anualmente, os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e os membros dos comitês estatutários serão submetidos à avaliação de desempenho individual e coletiva.
- O chefe da Unidade de Auditoria Interna só pode ser nomeado, e destituído, pelo Conselho de Administração, em ambos os casos apenas com a devida justificação, e deve ser escolhido entre os colaboradores de carreira da Companhia.
- Adequação da Companhia à Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD, com uma estrutura dedicada ao tema, e designação de um Executivo com Responsabilidade para Proteção de Dados.

Além de adotar boas práticas de governança corporativa e *compliance*, a Cemig possui um grupo de Políticas que estabelecem diretrizes para temas relacionados. Estas Políticas da Cemig incluem:

A Política Antifraude; a Política de Transações com Partes Relacionadas; a Política de Indicações e Elegibilidade; a Política de Governança e Gestão para Investidas Não Controladas; a Política de Conflito de Interesses; a Política de Privacidade de Dados para Clientes e para o Público; a Política de Privacidade de Dados para Funcionários, Fornecedores e Prestadores de Serviços; e a Política de Compliance e Gerenciamento de Riscos Corporativos.

A Política de Compliance da Cemig representa a consolidação das diretrizes que visam garantir o compromisso da Companhia com a adoção de um alto padrão de integridade e de conformidade normativa e legal na condução de seus negócios. O compromisso da Companhia com o conceito e princípio de *Integridade* é um de seus Valores, aprovados pelo Conselho de Administração. A seguir estão os objetivos da *Política de Compliance* da Cemig:

- Promover uma cultura organizacional que incentive a conduta ética e o compromisso com as melhores práticas de *compliance*, e o cumprimento de Normas Internas e Externas (uma 'cultura de compliance').
- Prevenir, detectar e responder a falhas no cumprimento de normas internas e externas da Cemig e quaisquer desvios de conduta.
- Concentrar-se na mitigação de riscos de Compliance priorizados pela Companhia.

A Política de Compliance estabelece as diretrizes para alcançar estes objetivos, incluindo, entre outros assuntos: o papel da Alta Administração e da liderança da Companhia; a manutenção de normas e procedimentos documentados; a realização de treinamentos em comunicação; a implantação de controles internos; e a disponibilidade de canais para consultas e denúncias.

No âmbito das ações anticorrupção, a Companhia tem os seus riscos mais significativos relacionados à fraude e corrupção mapeados, documentados e aprovados pela Alta Administração. Nesse processo de mapeamento, são estimadas as probabilidades de materialização dos riscos, de acordo com suas causas e a gravidade das consequências se ocorrerem, e mapeados os controles internos e as medidas relacionadas à mitigação de cada risco.

Três áreas – *Compliance*; *Gestão de Riscos e Controles Internos*; e de *Privacidade e Proteção de Dados* – são responsáveis por coordenar os respectivos processos na Companhia e dar suporte às pessoas responsáveis por cada área de riscos e controles. A unidade de *Auditoria Interna* é responsável por verificar periodicamente a conformidade e efetividade do funcionamento dos sistemas de controles internos, *compliance* e gestão de riscos da Companhia, incluindo os riscos e controles relacionados à prevenção e combate à corrupção.

A Cemig mantém, em sua intranet corporativa, permanentemente disponível a todos os empregados, um conjunto de normas e procedimentos que orientam a conduta adequada dos empregados na gestão de processos e execução de todas as suas atividades.

A Companhia dispõe, ainda, do seu *Canal de Denúncias Anônimas*, a *Ouvidoria* e a *Comissão de Ética*, acessíveis para interações com seu público interno e externo, os quais realizam o registro e tratamento de eventuais irregularidades ou dilemas éticos com relação às operações.

Temas relacionados a *compliance* são continuamente abordados através dos canais internos e mecanismos de comunicação e treinamento da Companhia. Utilizamos, para essas ações, diversos canais internos, tais como e-mail, a intranet, a publicação interna *Cemig Online*, o *Canal da Liderança*, banners e WhatsApp. Em 2021 com os impactos da pandemia no ambiente de trabalho, os meios virtuais foram ferramentas extremamente relevantes para o incremento das comunicações internas. Abordamos diversos temas através de artigos, textos, webinars e vídeos com o intuito de levar a todos da Companhia conteúdos de grande relevância sobre cultura de integridade e conformidade. Políticas e Procedimentos internos também foram amplamente divulgados por meio desses canais.

Em 2021, a Secretaria do Comitê de Ética, responsável pela gestão da linha direta da Empresa e da gestão de queixas éticas, tornou-se uma nova atribuição da Gestão de *Compliance*. Além disso, todos os funcionários devem receber obrigatoriamente o treinamento sobre o Código de Conduta da Cemig, todos os anos.

Nos últimos três anos a Cemig realizou a sua *Pesquisa sobre Maturidade em Compliance*. Foi objetivo desse levantamento avaliar os níveis de conhecimento sobre o que é *compliance*, sobre a *Política de Compliance* da Cemig, a adesão aos nossos valores (cultura), assim como a percepção dos empregados quanto aos procedimentos de prevenção, detecção e resposta vigentes. Todas essas dimensões, em seu conjunto, expressam a maturidade do *compliance* no âmbito da Companhia. Os dados da pesquisa nos mostram que existe atenção e comprometimento dos empregados com relação à cultura e comportamento em termos de *compliance*, bem como o reconhecimento da sua importância, e um crescente interesse pelo assunto.

Por fim, ressaltamos que a Cemig é signatária do Pacto Global das Nações Unidas, cujo Princípio nº 10 é: *“Trabalhar contra a corrupção em todas as suas formas, incluindo extorsão e suborno”*.

Documentos de constituição da Companhia

O 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: 31300040127. Abaixo apresentamos um breve resumo de algumas estipulações relevantes de (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela nossa Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 29 de abril de 2022, 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 em si, que se encontra 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 sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica 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 e exploração de sistemas de telecomunicação e de informação, pesquisa e 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 caso decidimos reembolsar ações. As ações preferenciais não conferem a seu titular direito de voto nas Assembleias Gerais.

Subscrição de ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá em qualquer circunstância manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas ou jurídicas) serão integralizadas de acordo com a decisão da Assembleia Geral que decide a questão.

O Artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possui direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para aquisição de ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ordinárias emitidas, respectivamente, na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Veja a seção *“Item 3. Fatores de Riscos – Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor 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 – Política de Dividendos 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. Realizam-se nos primeiros quatro meses após o encerramento do exercício social e são convocados com antecedência mínima de 15 dias. A Lei das Sociedades por Ações também especifica que as seguintes decisões podem ser tomadas apenas pela Assembleia Geral de Acionistas:

- alterar o estatuto;
- eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros da administração ou do comitê ou conselho fiscal da sociedade, observado o disposto no Inciso II do Artigo 142 da Lei das Sociedades por Ações.
- anualmente, receber as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;
- autorizar a emissão de debêntures;
- suspender o exercício dos direitos dos acionistas;
- deliberar sobre a avaliação de bens ou ativos que um acionista subscreve para a formação do capital social;
- autorizar a emissão de 'Partes Beneficiárias';
- deliberar sobre transformação, fusão, incorporação ou cisão da sociedade ou pela sociedade, sua dissolução ou liquidação; eleger ou destituir liquidatários e deliberar sobre suas contas; e
- autorizar os administradores a abrir a falência ou a pedir *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 ordinárias em circulação, presentes pessoalmente ou representados por procuradores, numa Assembleia Geral de Acionistas. As abstenções não são contadas. No entanto, um voto afirmativo dos acionistas que representam a maioria do capital social total em circulação é necessário para qualquer decisão que:

- crie ações preferenciais ou aumentem uma classe existente de ações preferenciais de forma não proporcional em relação às outras classes de ações, a menos que a medida seja especificada ou autorizada pelo estatuto;
- modifique 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;
- reduza o percentual dos dividendos obrigatórios;
- realize qualquer alteração aos objetos corporativos da Companhia;
- realize qualquer operação de absorção ou fusão da sociedade com qualquer outra sociedade;
- efetue a cisão de parte dos ativos ou passivos da Companhia;
- aprovar nossa participação em um grupo de sociedades;
- requeira o cancelamento do estado de liquidação;
- aprove a dissolução da Companhia;
- aprove a criação de partes beneficiárias; e/ou
- aprove 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 outorgada não mais de um ano antes da data da assembleia. Para estar habilitado a representar um acionista em Assembleia Geral, o procurador deverá ser um acionista, ou um dos diretores da Companhia, um membro do Conselho de Administração ou um advogado. Para uma sociedade aberta, como a Cemig, o detentor da procuração 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 convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração omita a convocação da Assembleia Geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tenha sido solicitado, nos termos da legislação aplicável, ou a qualquer momento, caso assuntos graves e urgentes afetem a Companhia;
- por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração omitir 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 titulares de, pelo menos, 5% do capital social, na hipótese de o Conselho de Administração se omitir de convocar a Assembleia Geral no prazo de 8 dias corridos a contar da data de recebimento de pedido de convocação de Assembleia Geral por parte desses acionistas, com indicação dos assuntos a serem discutidos; ou,
- por quaisquer detentores de pelo menos 5% das ações com direito a voto ou 5% dos acionistas sem direito a voto, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral de Acionistas no prazo de 8 dias corridos a partir do recebimento de um pedido 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 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 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 Companhia;
- 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 ou financiamentos, ou 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 Companhia,

incluindo injeções de capital em subsidiárias integrais ou outras ou coligadas ou um consórcio no qual a Companhia participe;

- convocar a Assembleia Geral;
- monitorizar e inspecionar a gestão pela 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;
- 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 paper* ou outros instrumentos;
- 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, ou a constituição ou extinção, de qualquer companhia, empreendimento ou consórcio;
- aprovar, na forma do seu Regimento Interno, a instituição de comitês auxiliares do Conselho de Administração – cujos pareceres ou deliberações não são condição necessária para deliberação das matérias no âmbito do Conselho de Administração;
- acompanhar as atividades de auditoria interna;
- discutir, aprovar e monitorar decisões que envolvam práticas de governança corporativa, relacionamento com partes interessadas, política de gestão de pessoas e código de conduta;
- assegurar a implementação e supervisionar os sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e a mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade e segurança das informações contábeis e financeiras e à 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 cargos, 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 dedicadamente na administração dos assuntos da companhia. Os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria Executiva poderão ser responsabilizados por não cumprimento desses deveres para conosco e para com nossos acionistas e podem ser submetidos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou por nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas: (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) a poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) a limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O Presidente e o Vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos para o exercício de suas funções. Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na Assembleia Geral em que os conselheiros forem eleitos.

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 nenhuma circunstância. Esses direitos de acionistas incluem:

- o direito de participar dos lucros sociais;
- o direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- o direito de fiscalizar nossa administração, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- o 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
- o direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios fiscais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não

residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs de ações preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs de ações ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs de Ações Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará 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 desistir da 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:

- (1) 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;
- (2) 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;
- (3) reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- (4) alterar o objeto social da Companhia;
- (5) unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações;
- (6) transferir a totalidade de nossas ações para outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia, conhecido como incorporação de ações;
- (7) aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- (8) cisões, sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- (9) transformação da companhia em outro tipo societário;
- (10) participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e sujeito às condições nela previstas.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra poderão exigir que a Companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) (7) e (10) supra apenas pode ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão por ocasião da deliberação dos acionistas. O direito de retirada referido no Item (8), por sua vez, só pode ser exercido se a cisão resultar em: (a) mudança do objeto social, salvo quando o valor do 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 Itens (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 9.457 de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social 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 a mais de 60 dias contadas após 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 aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- o direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que sejam apontados atos violadores da legislação brasileira ou do Estatuto Social da companhia, ou se estes últimos tenham sido violados, ou haja suspeita fundada de que graves irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia; o direito de exigir que os administradores da Companhia revelem:
 - o número dos valores mobiliários de emissão da companhia ou de sociedades controladas, ou do mesmo grupo, que tiverem adquirido ou alienado, diretamente ou através de outras pessoas, no exercício anterior;
 - opções de compra de ações que a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
 - benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da companhia e de sociedades coligadas, controladas ou do mesmo grupo;
 - as condições dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela companhia com os diretores e funcionários de alto nível; e/ou
 - quaisquer outros atos ou fatos relevantes em relação às atividades da Companhia.
- o direito de exigir que membros do Conselho Fiscal forneçam informações sobre questões dentro da sua esfera de competência;
- o direito de convocar Assembleias Gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da Companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- o direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na Assembleia Geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Acionistas minoritários que detêm, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias é detidas por acionistas minoritários), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm o direito de comparecer às Assembleias Gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detenham (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito a voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terá 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 de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor justo dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e
- os acionistas que detiverem mais de dois terços das ações em circulação devem ter expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à avaliação da empresa, 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; 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 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. Os 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.

Procedimentos arbitrais

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e seus regulamentos relacionados, os litígios entre acionistas estão sujeitos à arbitragem especificada nos estatutos. Nos termos da Cláusula 44 dos estatutos da Cemig, a Companhia, seus acionistas, administradores 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 com 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 arbitral, o requerimento de medidas de urgência, antes de constituído o tribunal arbitral, deverá ser remetido ao Poder Judiciário, por meio dos tribunais da Comarca de Belo Horizonte, Minas Gerais.

Contratos relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, veja *“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 obtidos 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 para a conversão de pagamentos em moeda brasileira referentes às ações ordinárias subjacentes às nossas ADS e para remessas ao exterior dos recursos obtidos.

A Resolução 4.373 do CMN de 29 de setembro de 2014 está plenamente em vigor desde 30 de março de 2015, e governa emissão de certificados de depósito – *Depository Receipts* – em mercados estrangeiros referentes às ações de emissores brasileiros. A Resolução 4.373/2014 do CMN, entre outros atos, revogou: a Resolução CMN 1.927/1992, de 18 de maio de 1992; a Resolução CMN 1.289/1987, de 20 de março de 1987; e a Resolução CMN 2.689/2000, de 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 autorizada 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 4.131/1962, de 3 de setembro de 1962, conforme alterações, ou da Resolução CMN 4.373 de 20 de setembro de 2014.

A Lei 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 por: (i) Resolução CMN 4.373/2014; (ii) Instrução da CVM nº 559/2015, de 27 de março de 2015, que regula a aprovação, por parte da CVM, de programas de ADRs; e (iii) Instrução CVM 560/2015, de 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 CMN 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 CVM 560/2015. De acordo com a Resolução CMN 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 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 (RFB), em conformidade com a Instrução Normativa RFB 1.634/2016, de 6 de maio de 2016, e da Instrução Normativa RFB 1.548/2015, de 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 4.373, de 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 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN 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 4.373 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definido pela legislação tributária brasileira.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de certificados de depósito em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs de ações preferenciais foram aprovadas nos termos da Resolução CMN nº 1.289, a qual foi revogada pela Resolução CMN 4.373, pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias, por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter os dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permutar tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permutar tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, 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 4.373 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central, e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 4.373, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja “—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil”.

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal pode impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros em renda variável, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram posteriormente liberados de acordo com 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 em termos 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, conforme alterada, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito ao imposto de renda dos Estados Unidos com base na renda 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 pertinentes 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, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como ativos de capital e não trata do tratamento tributário de Detentores norte-americanos que possuem ou são tratados como detentores de 10% ou mais do total combinado de poder de voto de todas as classes de ações com direito a voto da Companhia ou 10% ou mais do valor total das ações de todas as classes de ações da Companhia ou que possam estar sujeitos a regras tributárias especiais, como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguros, planos de aposentadoria, empresas de investimento regulamentadas, fundos de investimento imobiliário, corretores de títulos ou moedas, brokers, negociadores de títulos que optam por marcar a mercado, organizações isentas de tributação, pessoas sujeitas a imposto mínimo alternativo, 'entidades de repasse' tais como parcerias ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como parte de uma transação de *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 em termos de imposto de renda federal dos EUA relativas a tal investimento vão depender em parte do status das atividades desta entidade e do *partner* 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 *partners* (parceiros) relacionados à compra, propriedade e alienação de tais ações ou ADSs. Este resumo, na medida que se refere a considerações tributárias 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 heranças ou doações. Sobre esses assuntos, Detentores 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. Os adquirentes em potencial de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal 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, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais implicações relevantes em termos de tributação brasileira da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor 'não brasileiro para efeito de tributação no Brasil'. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações de tributação brasileira aplicáveis a qualquer determinado 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, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias.

Tributação de dividendos – Os dividendos pagos pela 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 um 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 lucros auferidos 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 9.249, de 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; e
- 50% da soma dos Lucros acumulados e a apropriação a Reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado.

Qualquer pagamento de Juros sobre o Capital a 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' – a '*Nil or Low Taxation Jurisdiction*'). O valor líquido desses pagamentos poderá ser imputado como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei 11.727 de 24 de junho de 2008, e posteriormente pela Lei 11.941 de 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de 'regime fiscal privilegiado', governando operações envolvendo preço de transferência, e regras estritas de capitalização. Esse conceito é mais abrangente que o conceito de Jurisdição de Tributação Favorecida ('*Nil or Low Taxation Jurisdiction*') dos EUA. Nos termos das novas leis, define-se um '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 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 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 sobre 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 no mercado financeiro e de capitais do Brasil, essa legislação tributária resultaria em tributação, portanto, para um detentor não residente no Brasil que se enquadre 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 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e suas alterações, e de qualquer lei tributária ou regulamentação brasileira relacionada aos conceitos de 'Jurisdição de Tributação Favorecida' ou 'regimes tributários privilegiados'.

Na medida que pagamentos de Juros sobre Capital Próprio estejam 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 quaisquer 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 ou na forma de dividendos, ou na forma de Juros sobre Capital Próprio.

Tributação sobre Lucros – Em conformidade com a Lei 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.

Em 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 4.373 de 29 de setembro de 2014), ou por um Titular Registrado; e (ii) não é um detentor em uma Jurisdição de Tributação Favorecida;
- imposto de renda à alíquota de 15% em todas as demais situações, incluindo ganhos auferidos por um detentor não residente que não seja Detentor Registrado e/ou seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. Nesse caso, será aplicável o Imposto de Renda Retido na Fonte a uma alíquota de 0,005% e pode ser compensado contra 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 no caso de uma Jurisdição de Tributação Favorecida, onde neste caso estaria sujeita a imposto de renda à alíquota de 25%. A Lei 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou as alíquotas de imposto de renda aplicáveis 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 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 contravalores 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 10.833/2003 de 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 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, existem algumas opiniões emitidas 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 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 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 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 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 na permuta de ações preferenciais para ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias para ADSs de ações ordinárias – Com referência ao depósito de ações preferenciais em troca de ADSs Preferenciais ou de 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 em 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 4.373/2014 do CMN, exceto para residentes em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. A Lei 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras para 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 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, incide uma alíquota zero de IOF/Câmbio 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). Essa alíquota igual a zero também se aplica à saída de recursos do Brasil relacionados a investimentos destes tipos, incluindo pagamentos 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 as autoridades tributárias brasileiras os considerarem ativos localizados no Brasil.

A alíquota de IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero. Além disso, nos termos do Decreto 8.165 de 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações negociadas 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 do Brasil. Não há nenhuma taxa ou imposto de selo, emissão, registro, tarifas ou similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação — Considerações sobre impostos dos Estados Unidos – 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 em uma liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros atuais ou acumulados da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda dos Estados Unidos, constituirão dividendos. Uma distribuição também inclui qualquer distribuição caracterizada como juros sobre capital próprio 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 receberá 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 uma distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Atualmente a Companhia não pretende calcular seus ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Deste modo, os Detentores norte-americanos devem esperar que todas as distribuições feitas em relação às ações ou ADSs irão geralmente ser tratadas como dividendos. De modo geral, dividendos de caixa (incluindo distribuições caracterizadas como Juros sobre Capital Próprio para fins da lei brasileira incluindo seus valores retidos em relação aos impostos brasileiros) serão tratados como segue:

- dividendos de caixa por ações serão incluídos, de modo geral, na receita bruta do Detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo Detentor norte-americano; e
- dividendos de caixa por ações representadas por ADSs serão, de modo geral, incluídas na receita bruta do Detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco do depositário norte-americano; e em ambos os casos, não serão elegíveis para a redução para dividendos recebidos permitida às empresas. Os dividendos pagos em Reais poderão ser incluídos na receita do Detentor norte-americano em dólares norte-americanos calculados com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo Detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em Reais forem convertidos em dólares norte-americanos no dia em que forem recebidos pelo Detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os Detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os Detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais em relação às consequências fiscais resultantes do recebimento de qualquer ganho ou perda cambial caso quaisquer Reais recebidos pelo Detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares norte-americanos na data de recebimento, bem como relativamente às outras consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer Reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irão 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 efetivada a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, elegível, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda 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 seriam incluídas na receita bruta do Detentor norte-americano na mesma medida 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 este propósito o tratamento acima seria aplicado para distribuições de ações ou direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Se as ações preferenciais forem tratadas como ‘ações preferenciais’, uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seria incluída na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro, independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição rateada ou não.

Receita de dividendos qualificados – Não obstante às disposições precedentes, certos dividendos recebidos por Detentores norte-americanos pessoas físicas ou outros não-corporativos que constituam ‘receita de dividendos qualificados’ poderão estar sujeitos à alíquota reduzida marginal máxima de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendos qualificados inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de ‘companhias estrangeiras qualificadas’. Em geral, uma companhia estrangeira é tratada como ‘companhia estrangeira qualificada’ 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 ADS lastreado por tal ação for assim negociado. Nossos ADSs de ações preferenciais e nossos ADSs de ações ordinárias estão listados na NYSE, portanto, prevemos que nossos ADSs sejam qualificados como facilmente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, embora não haja garantias a este respeito.

Não obstante essa regra, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (uma *Passive Foreign Investment Company*, ou PFIC, conforme definido abaixo em “*Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo*”), no exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago, ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo ‘receita de dividendo qualificada’ não incluirá, entre outros dividendos: (i) qualquer dividendo em relação a qualquer ação ou ADS detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante os 121 dias começando 60 dias antes da data em que tal ação, ou a ação que lastreia a ADS, se tornar “ex-” o referido dividendo (conforme apurado de acordo com o Artigo 246(c) do Código); nem (ii) qualquer dividendo com relação a qual o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos com respeito a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, no caso de receita de dividendo qualificada, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro do contribuinte de acordo com o Artigo 904 do Código.

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 reduzida marginal máxima de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do Detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de vendas, resgates e outras 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 um Detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo-base ajustado de aquisição das ações ou ADSs do Detentor norte-americano e o valor

apurado na alienação calculado em dólares norte-americanos. 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 alíquotas preferenciais de imposto de renda federal americano em relação a ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para fins 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-base ajustada nas ações ou ADSs do Detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, será tratado, de modo geral, 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 – Como regra geral, certas regras federais norte-americanas adversas de imposto de renda são aplicáveis a um indivíduo norte-americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja norte-americana e seja classificada como uma ‘*Companhia de investimento estrangeiro passivo*’ (uma ‘*passive foreign investment company*’ ou ‘*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, há uma das seguintes situações: (i) 75% ou mais da renda bruta da companhia não norte-americana é ‘renda passiva’; ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não norte-americana produza renda passiva ou é 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 de natureza ‘passiva’, e ganhos de operações em *commodities* e valores mobiliários (exceto certos ganhos em o negócio ativo da venda de commodities). Para determinar se uma companhia não norte-americana é uma PFIC, é levado em consideração uma porção *pro rata* da renda e ativos de cada companhia na qual a companhia possui, direta ou indiretamente, no mínimo uma participação (em termos de valor) de 25%.

A Cemig não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda federal 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, e do valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e da 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 na forma de maiores montantes de impostos sobre ganhos e sobre certas distribuições com relação a ações ou a 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 uma pessoa física, um espólio ou um patrimônio em propriedade fiduciária (*trust*) (com a exceção da categoria especial de *trusts* isentos de tal tributo) estará sujeito a 3,8% de tributação sobre o menor de: (i) a ‘renda líquida de investimento’ do Detentor norte-americano (caso seja pessoa física) ou a ‘renda líquida de investimento não distribuída’ (no caso de espólios e *trusts*) pelo ano fiscal relevante; e (ii) o excedente da ‘renda bruta modificada ajustada’ (no caso de pessoas físicas) ou ‘renda bruta ajustada’ no caso de um espólio ou *trust*) para o ano fiscal sobre um certo limite (que no caso de pessoas físicas, será entre US\$125.000 e US\$250.000, dependendo das circunstâncias da pessoa física). A lucro líquida de investimento de um Detentor norte-americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e seus ganhos líquidos de alienação de ações ou ADSs. Os Detentores norte-americanos que são pessoas físicas, espólios 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 (com exceção daqueles que são “beneficiários isentos”, tais como corporações) de ADSs, e estes Detentores norte-americanos serão obrigados a cumprir procedimentos aplicáveis de certificação para demonstrar que eles não estão sujeitos à retenção ‘de segurança’ 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 federal 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 específicos – 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 não dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor não dos EUA que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Níveis de notificação mais elevadas se aplicam a certos indivíduos que vivem no exterior e a certos indivíduos casados. Detentores norte-americanos que não reportem 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.

Disponibilização de documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações da *Securities Exchange Act (Lei de Valores Mobiliários)* dos EUA, de 1934 – o ‘*Exchange Act*’. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e seus respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 F Street NE, Sala 1580, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público pode obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1-800-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.

Dividendos e entidades pagadoras

Pagamos dividendos sobre ações preferenciais e ações ordinárias nos montantes e na forma estabelecidos no “Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos.” Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante 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. Tão prontamente quanto seja 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.

Seguros

Temos apólices de seguro que cobrem danos por incêndio a edifícios proprietários ou alugados, incluindo o seu conteúdo. Desde 8 de janeiro de 2022, o seguro para o prédio onde nossa sede está localizada cobre apenas seu conteúdo, já que o seguro para o prédio foi assumido pelo proprietário do prédio. Nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores nas nossas principais usinas geradoras e subestações provocadas por raios, incêndios e explosões ou riscos tais como 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. Há possibilidade, no entanto, que contratemos 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 “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco relacionados à Cemig”. Operamos sem apólices de seguro contra desastres naturais 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 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, Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso 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 sujeitas às exigências indicadas abaixo, 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 (a menos que houver previsão em contrário na Convenção da Apostille); e
- não for contrária à soberania nacional, nem à ordem pública brasileira, nem aos princípios brasileiros de moralidade pública ou de dignidade humana.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil nem que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais, às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais, às ADSs de ações ordinárias ou às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros acima referidos 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 diretores; 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 garantir cobertura das custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil. 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 a seção *“Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras – Políticas contábeis críticas”*.

Risco de taxas de câmbio

Em 31 de dezembro de 2021, R\$ 5.623 milhões, representando 56,16% de nosso endividamento em aberto, eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais 100,00% eram denominados em dólares dos Estados

Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos de caixa depositados em contas denominadas em Reais junto a bancos brasileiros, não possuímos ativos monetários denominados em moedas não brasileiras.

Em 2021, comparado a um cenário provável, uma desvalorização hipotética de 25% ou de 50% do Real frente ao dólar norte-americano teria acarretado saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$ 806 milhões ou R\$ 2.086 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em Reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira. Esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 25% e/ou de 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As variações cambiais nos custos da aquisição de energia de *Itaipu* são compensadas pelos componentes *CVA*, e *Outros componentes financeiros*, nos reajustes tarifários. Este montante é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário. Desta maneira, esta exposição afeta o fluxo de caixa do ano, mas não afeta o resultado do exercício.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2021:

	(em milhões de R\$)
Dólares dos EUA:	
Financiamento	5.623
Fornecedor (Itaipu)	331
	<hr/> 5.954
Outras moedas:	
Financiamentos	–
Passivo líquido exposto a risco de taxa de câmbio	<hr/> 5.954

Operações de swap

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos R\$ 5.623 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto pelos quais usamos instrumentos derivativos (*swaps*) para proteger o serviço referente 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 contratado pela Companhia em 31 de dezembro de 2021:

Ativo (1)	Passivo (1)	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor principal (2)	Ganho/perda não realizado	
					Valor contábil, 2021	Valor justo, 2021
(Em US\$:) taxa (9.25% a.a.)	Moeda local (R\$): 150.49% do CDI	Juros: Semestral Principal: dez. 2024	Balcão	US\$500	873	706
US\$: taxa (9.25% a.a.)	Moeda local (R\$): 125.52% do CDI	Juros: Semestral Principal: dez. 2024	Balcão	US\$500	578	507
					1.451	1.213
Ativo circulante						-
Realizável a longo prazo						1.219
Passivo circulante						(6)

- (1) Para o Eurobond de US\$ 1 bilhão emitido em dezembro de 2017: (i) para o principal foi contratado um *call spread*, com piso em R\$ 3,25/US\$ e teto em R\$ 5,00/US\$; e (ii) foi contratado um *swap* no valor total dos juros, substituindo cupom de 9,25% a.a. em US\$ por uma taxa média equivalente a 150,49% do CDI. Em julho de 2021, a Cemig GT desmontelou um total de US\$500 do hedge original emitido. Para a emissão adicional de US\$500 milhões de dólares do mesmo Eurobond emitida em julho de 2018: foi contratado (1) um *call spread* para o principal, com piso em R\$ 3,85/US\$ e teto em R\$ 5,00/US\$; e (2) um *swap* para os juros, resultando em um cupom de 9,25% a.a., substituído por taxa média em Reais equivalente a 125,52% do CDI. O limite superior contratado para a taxa de câmbio do hedge para o principal é de R\$ 5,00/US\$. O instrumento vence em dezembro de 2024. Caso a relação USD/BRL em dezembro de 2024 permaneça acima de R\$ 5,00, a Companhia desembolsará, naquela data, a diferença entre o valor teto da proteção e dólar spot verificado. A Companhia está monitorando os possíveis riscos e impactos associados ao dólar ser valorizado acima de R\$ 5,00 e avaliando diversas estratégias para mitigar o risco cambial até o vencimento da operação. O instrumento derivativo protege integralmente o pagamento dos juros semestrais, independente da relação USD/BRL.
- (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 2021, tínhamos R\$ 11.364 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$ 1.479 milhões são remunerados a taxas atreladas à taxa CDI e outros índices flutuantes.

Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos ativos, líquido de outros passivos, totalizando R\$ 3.423 milhões a taxas de juros flutuantes. Os ativos consistiam principalmente de equivalentes de caixa, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Analisamos que em 31 de dezembro de 2021 uma hipotética desfavorável mudança de 100 pontos base na taxa de juros aplicáveis a ativos e passivos financeiros com taxas flutuantes teria resultado em um ganho potencial de R\$ 34 milhões, a ser registrado em Despesas financeiras em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da carteira de endividamento	(em milhões de R\$)
Dívidas a taxas flutuantes:	
Denominada em Reais	5.807
Dívida a taxas pré-fixadas:	
Denominada em moeda estrangeira	5.623
Custo de transação	(37)
Juros pagos antecipadamente	(14)
(-) Deságio na emissão de debêntures	(15)
Total	11.364

Portfólio total	Risco de taxa de juros (milhões de R\$)
Ativo:	
Equivalentes de caixa.....	708
Valores mobiliários	2.078
Fundos vinculados	19
CVA e Outros componentes financeiros	2.148
Total	4.953
Passivo:	
Financiamentos	(1.479)
Passivo em 'Componentes financeiros'	(51)
Total do passivo	(1.530)
Total.....	3.423

Item 12. Descrição de valores mobiliários que não sejam ações

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, e qualquer pessoa ou entidade titular, ou que tenha interesse como beneficiário final, de ADSs, e pessoas que efetuem depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados ('*Deposited Securities*', 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 US\$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 US\$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que entrega ADSs de ações ordinárias com objetivo de retirar Valores Mobiliários Depositados, ou pessoa a quem são entregues Valores Mobiliários Depositados.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (ou seja, venda de direitos e prerrogativas similares).	Até US\$2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração de 100) detidas.	Pessoa a quem uma distribuição é efetuada.

Serviço	Taxa	Paga por quem
(4) Distribuição de ADSs Ordinárias no âmbito de (i) dividendos em ações, ou outras distribuições gratuitas de ações, ou (ii) o exercício de direito a uma compra adicional de ADSs ordinárias.	Até US\$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa 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 uma cisão).	Até US\$5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	US\$1,50 por certificado apresentada para transferência.	Pessoa que apresenta o certificado para 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 US\$5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa por conta de quem o depósito é feito, ou que recebe ADSs preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs preferenciais.	Até US\$5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração de 100) entregues.	Pessoa que efetua a entrega de ADSs preferenciais ou efetua a retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendo em dinheiro ou (b) ADSs preferenciais no âmbito de dividendo em ações (ou outra distribuição gratuita de ações).	Nenhuma taxa, desde que proibida pela bolsa na qual as ADSs preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no Item (1) acima serão devidas com relação a uma distribuição de ADSs preferenciais no âmbito de um dividendo em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas especificadas no Item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até US\$2,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração de 100) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs preferenciais nos termos de exercício de direitos.	Até US\$5,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem a 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 2021 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US\$5,662 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US\$3,966 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência e dividendos em atraso

Não aplicável.

Item 14. Alterações relevantes dos direitos de detentores de valores mobiliários e destinação dos recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e procedimentos

(a) Avaliação de controles e procedimentos de divulgação

Nossa Diretoria Executiva, incluindo nosso Diretor-Presidente ('CEO') e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de prestação de informações (conforme definido nas Regras 13a-15 (e) e 15d-15 (e) do *Exchange Act*) em 31 de dezembro de 2020, e concluíram que devido à fraqueza material em nosso controle interno sobre relatórios financeiros, conforme discutido abaixo no Item 15 (b), esses controles e procedimentos não foram eficazes.

Os controles e procedimentos de prestação de informações são projetados para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que protocolamos ou submetemos nos termos do *Securities Exchange Act de 1934*, conforme alterações, são registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro do período de tempo especificado nas regras e formulários da SEC. Esses controles e procedimentos de divulgação incluem, sem limitação, controles e procedimentos projetados para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou submetemos são acumuladas e comunicadas à administração da Companhia, incluindo o diretor presidente e o diretor financeiro, conforme o caso, de forma a possibilitar decisões em tempo hábil sobre a prestação de informações exigida. À luz das deficiências materiais discutidas abaixo, realizamos análises adicionais e outros procedimentos pós-fechamento para garantir que nossas demonstrações financeiras consolidadas sejam preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Consequentemente, nossa administração, incluindo nosso Diretor Presidente e nosso diretor financeiro, concluíram que as demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Formulário 20-F apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, nossa posição financeira, resultados operacionais 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 Relatórios Financeiros

A administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a preparação de relatórios financeiros, conforme definido nas Regras 13a-15 (f) e 15d-15 (f) do *Exchange Act*.

Nosso sistema de controle interno foi projetado para fornecer uma garantia razoável quanto à integridade e confiabilidade das demonstrações financeiras publicadas. Nosso controle interno sobre preparação de relatórios financeiros inclui políticas e procedimentos que:

- (1) 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;
- (2) 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

- (3) proporcionam uma garantia razoável no que se refere à prevenção ou detecção em tempo hábil no caso de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que possam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

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 os controles internos sobre os relatórios financeiros sob a supervisão de nosso CEO e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, em 31 de dezembro de 2021, com base nos critérios estabelecidos no Quadro Integrado de Controle Interno emitido pelo Comitê de Organizações Promotoras da Comissão de Treadway, ou COSO (2013). Com base nesses critérios, apesar dos esforços e melhorias que fizemos durante o ano, a administração identificou uma fraqueza material relacionada à falta de projeto e execução de controles nos processos de negócios, para atender plenamente aos requisitos dos critérios da COSO. Nossa administração concluiu que, para o ano findo em 31 de dezembro de 2021, o sistema de controle interno não era eficaz. Como já aqui foi destacado, essa ineficácia não comprometeu as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2021. Nosso CEO e CFO certificaram que, com base em seu conhecimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste formulário 20-F apresentam razoavelmente em todos os aspectos materiais a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Empresa a partir de, e para, os períodos apresentados neste Formulário 20-F. A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. emitiu uma opinião sem ressalvas sobre nossas demonstrações financeiras, que está incluída em outra parte deste relatório anual.

(c) Atestado de empresa de auditoria independente pública registrada

Ernst & Young Auditores Independentes S.S., a firma independente de contabilidade pública certificada que auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluídas em outro parte deste relatório anual, emitiu um atestado adverso sobre a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros de 31 de dezembro de 2021, que está também incluído em outro ponto deste relatório anual.

(d) Mudanças nos controles internos sobre preparação de relatórios financeiros

A administração implementou planos de remediação que aprimoraram nosso controle interno sobre o Relatório Financeiro.

Especificamente, no ambiente de tecnologia da informação, que apoia os relatórios financeiros, foram tomadas várias ações, incluindo: I) A revisão global de todos os utilizadores do seu Enterprise Resource Planning - ERP, incluindo a implementação do bloqueio automático de acessos não revistos; e II) Implementação de sistemas de segurança e alterações nos processos, sistemas e hardware para atenuar o risco de ataques cibernéticos.

Para além das ações relacionadas com a tecnologia da informação, foram implementadas em 2021 outras ações destinadas a melhorar o ambiente de controlo interno: (I) Reestruturação e adaptação da nossa equipe de controle interno com o apoio de uma consultoria especializada; (II) implementação do “dono do processo” como ponto focal para resolver as deficiências identificadas em cada controle relacionado com as classes de transações mais relevantes, (III) melhoria da comunicação com as áreas envolvidas e responsáveis através de relatórios e reuniões periódicas, incluindo o reforço e a concentração na supervisão através de ações de governança sobre as responsabilidades; e (IV) adequação do calendário para apoiar procedimentos de reparação atempados.

Estas ações promoveram um melhor cenário em nossos controles internos sobre a elaboração de relatórios financeiros do que experimentávamos em anos anteriores, com mais eficácia tanto em termos quantitativos

como qualitativos. Apesar de todas essas ações, a Empresa ainda tem algumas melhorias relacionadas aos controles internos sobre o relatório financeiro.

Para o ano de 2022, a nossa administração está empreendendo as seguintes ações para melhorar os controles internos:

- reforçar a formação dos ‘donos’ de áreas de controle em relação à suficiência da documentação de apoio e à exaustividade dos registros de controle;
- priorizar a remediação de controles ineficazes de acordo com a sua criticalidade;
- antecipar a execução dos testes de concepção e eficácia em funcionamento;
- expandir o projeto para automatizar os fluxos de informação e gerar evidências da execução dos controles;
- melhorar os relatórios trimestrais ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração sobre as medidas de remediação.

Nossa administração está comprometida com a realização e manutenção de um forte ambiente de controle interno e acredita que essas ações resultarão em melhorias significativas em nossos controles durante o ano fiscal atual. Esse compromisso é acompanhado pelo foco da administração em processos e controles relacionados para obter relatórios financeiros precisos e confiáveis. Acreditamos que as ações acima serão eficazes e continuaremos a dedicar tempo e atenção a esses esforços, a fim de garantir o nosso pleno cumprimento dos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley e das regras relacionadas promulgadas pela SEC.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 11 de junho de 2018, em conformidade com a Lei das Estatais do Brasil, estabelecemos um Comitê de Auditoria, 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 ou Comitê 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. O Especialista Financeiro de nosso Comitê de Auditoria é Pedro Carlos de Mello, e ele também atende aos requisitos de independência da Regra 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, demais diretores, e funcionários. Em 2022, o documento foi completamente revisado, tendo sido submetido a uma mudança em seu nome, formato e conteúdo, com o objetivo de dar maior clareza a todos os envolvidos sobre os princípios éticos e as regras de conduta da Companhia. Nosso código de ética é arquivado na SEC como um apêndice a este formulário 20-F e está disponível em nosso website 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/ou às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração no mesmo endereço eletrônico.

Item 16C. Principais honorários e serviços de contadores

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. atuou como nossa empresa pública independente certificada de contabilidade para os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020. O quadro seguinte apresenta as taxas totais dos serviços profissionais prestados pelos nossos contadores externos em 2021 e 2020, incluindo eventuais despesas correntes, e uma relação destes montantes por categoria de serviço:

Exercício findo em 31 de dezembro de	(milhares de Reais)	
	2021	2020
Honorários de auditoria.....	8.682	7.327
Honorários por serviços relacionados a auditoria	-	865
Honorários relacionados a tributação	934	880
Total	9.616	9.072

Os “honorários de auditoria” incluem a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e controle interno sobre a prestação de informações financeiras, as revisões trimestrais de nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas, as auditorias legais das nossas subsidiárias e certas auditorias regulatórias. Os “honorários por serviços relacionados a auditoria”, na sua maior parte, incluem serviços relacionados à emissão de carta de conforto em conexão com nossas debêntures. “Honorários relacionados a tributação” referem-se a determinados serviços com relação a conformidade fiscal.

Comitê de Auditoria: políticas e procedimentos de aprovação prévia

Atualmente o nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração

durante suas reuniões. Uma vez aprovado o serviço proposto, formalizamos a contratação do mesmo. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria ou de outra natureza a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do 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 comitês de auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões para listagem relacionados a comitês de auditoria, contidos 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 que 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. Nosso Comitê de Auditoria é composto por quatro membros, um dos quais é membro de nosso Conselho de Administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetar materialmente a habilidade de nosso Comitê de Auditoria de atuar de forma independente e de atender aos outros requisitos das normas 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 6. Diretores, Alta Administração e Funcionários

Item 16E. Aquisição de valores mobiliários pela Emissora e por adquirentes coligados

Não aplicável.

Item 16F. Alteração de contador certificado

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S., ou EY, foi nomeada para atuar como nossa empresa de auditoria pública independente para auditar nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2021. De acordo com os regulamentos da CVM, as empresas de capital aberto brasileiras são obrigadas a revezar sua empresa de auditoria pública independente a cada cinco anos. Devido às limitações estabelecidas nesses regulamentos, não buscamos renovar o contrato da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. quando este expirou e a Ernst & Young Auditores Independentes S.S. não podia submeter proposta para ser escolhida novamente.

Conforme divulgado em nosso relatório atual no Formulário 6-K fornecido à SEC em 13 de maio de 2022, nosso Conselho Executivo aprovou a mudança da Ernst & Young Auditores Independentes S.S., ou EY, como firma de contabilidade pública independente registrada e a contratação da KPMG Auditores Independentes Ltda., ou KPMG, para servir como nossa nova firma independente de contabilidade pública registrada a partir do segundo trimestre de 2022 para o ano fiscal que termina em 31 de dezembro de 2022, e anos fiscais futuros até que seja necessária uma nova rotação de auditores.

O relatório de auditoria da EY datado de 16 de maio de 2022 sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, não contém opinião adversa ou isenção de opinião, nem ressalvas quanto à incerteza, escopo da auditoria ou princípios contábeis. O relatório de auditoria da EY, datado de 30 de abril de 2021, sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, também não continha opinião adversa ou isenção de opinião, nem ressalvas quanto à incerteza, escopo da auditoria ou princípios contábeis.

O relatório de auditoria da EY, de 16 de maio de 2022, sobre a eficácia dos nossos controles internos sobre os relatórios financeiros, em 31 de dezembro de 2021, expressa uma opinião negativa relacionada com uma fraqueza material relacionada com a ausência de desenho e execução de controles pertinentes sobre os processos de negócios, para atender plenamente aos requisitos dos critérios da COSO.

Durante os anos fiscais findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, não houve divergências entre nós e o EY em relação a qualquer questão de princípios ou práticas contábeis, divulgação de demonstrações financeiras ou escopo ou procedimento de auditoria, que, se não resolvidos à satisfação do EY, teriam feito com que o EY tivesse feito referência ao assunto do desacordo no seu relatório sobre as nossas demonstrações financeiras consolidadas. Durante os anos fiscais findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, não houve 'eventos relatáveis', como esse termo está definido no item 16F(a)(1)(v) das instruções para o Formulário 20-F.

Fornecemos à EY uma cópia deste Item 16F e solicitamos e recebemos da EY uma carta endereçada à SEC indicando se a EY concorda ou não com as declarações acima. Uma cópia desta carta da EY está anexada como Anexo 16.1 deste relatório anual.

Durante os anos fiscais findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, nem nós nem ninguém agindo em nosso nome consultaram a KPMG sobre qualquer um dos assuntos ou eventos mencionados no Item 16F(a)(2) das instruções para o Formulário 20-F.

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 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 uma declaração imediata 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 as práticas 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 abertas e negociadas dos EUA segue abaixo.

Para maiores informações sobre nossas práticas de governança, veja “Item 9. – Detalhes sobre a oferta e listagem de ações – Negociação na B3”.

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nossa abordagem
303A.01	A companhia negociada em bolsa 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 incluir 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, é considerada uma Companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à Cemig.
303A.03	Os diretores não encarregados da administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados da administração da Cemig não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.
303A.04	Uma companhia aberta deverá ter um comitê de governança corporativa / nomeação composto integralmente por conselheiros independentes: com regimento interno por escrito que abrange certas atribuições específicas mínimas. 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 / nomeação. 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	Uma companhia aberta deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes, com regimento interno abrangendo certas atribuições 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 uma emitente dos EUA. A Cemig não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia aberta deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que deem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934, conforme alterado, com regimento interno abrangendo certas atribuições mínimas específicas.	A Cemig exerceu 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 até o limite permitido na 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 em ou baseada em ações, e revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, é necessária a pré-aprovação dos acionistas para a adoção de planos de remuneração em ou baseada em ações.
303A.09	Uma companhia aberta 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 <i>Manual de Divulgação e Uso de Informação da Cemig</i> , sua <i>Política de Negociação de Valores Mobiliários</i> , os seus <i>Regulamentos Internos do Conselho de Administração</i> e seu <i>Código de Ética</i> definem regras importantes de

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emittentes nacionais dos EUA	Nossa abordagem
		governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor-Presidente de empresas listadas deve atestar à NYSE a cada ano que não está ciente de qualquer violação por parte da Companhia das normas dos padrões de governança corporativa da NYSE.	O Diretor Presidente da Cemig notificará prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo da Cemig ter conhecimento de qualquer descumprimento material com quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Informações sobre segurança minerária

Não aplicável.

Item 17. Demonstrações financeiras

Veja a seção “Item 18. – *Demonstrações financeiras*”.

Item 18. Demonstrações financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-170 do presente relatório.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte deste presente relatório anual no Formulário 20-F:

- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (PCAOB ID: 01448)
- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre as Demonstrações Financeiras da afiliada Madeira Energia S.A (CPAOB ID: 01351)
- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre os Controles Internos de Relatórios Financeiros da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (PCAIB ID: 01448)
- Balanço Patrimonial Consolidada Auditada em 31 de dezembro de 2021, e 2020;
- Demonstração dos Resultados Consolidada Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019;
- Demonstração Consolidada de Resultados Abrangentes Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido, Auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019; e
- Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras Consolidadas.
- Ernst & Young Auditores Independentes S.S. (“EY”) auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2021 e 2020, e para cada um dos 3 anos no período encerrado em 31 de dezembro de 2021. As demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. em e para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 2019 foram auditados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (“PWC”).

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 29 de abril de 2022.
2.1	Segundo Aditamento 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 (Arquivo 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 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
2.3	<u>Aditamento 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 ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Arquivo nº 333-143636)).</u>
2.4	<u>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 (Arquivo nº 333- 142654)).</u>
2.5	O montante total de títulos de dívida de longo prazo da Cemig e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias de instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA (<i>U.S. Securities and Exchange Commission</i>), mediante solicitação.
2.6	<u>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 (incorporado por referência ao Anexo 8 a nosso Relatório Anual no formulário 20-F arquivado no 25 de maio de 2005 (Arquivo No. 1-15224)).</u>
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 (Arquivo nº 1-15224)). (P) (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) (P)
4.3	<u>Segundo Aditamento 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 (Arquivo nº 1-15224)).</u>
4.4	<u>Terceiro Aditamento 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 (Arquivo nº 1-15224)).</u>
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 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
4.6	<u>Primeiro Aditamento 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 (Arquivo nº 1-15224)).</u>
4.7	<u>Segundo Aditamento 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 (Arquivo nº 1-15224)).</u>

- 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 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
- 4.9 [Primeiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.10 [Segundo Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.11 [Terceiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.12 [Quarto Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.13 [Anúncio de Início de Distribuição Pública de Units Sênior, 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.14 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples \(Não conversíveis\), da Espécie Quirografária, 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.15 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples \(Não conversíveis\) da Espécie Quirografária, datada em 17 de abril de 2007, entre a Cemig GT e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. \(incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.16 [Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.23 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária, 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 \(Arquivo nº 1.15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.26 [Sumário em inglês do Contrato de Opção de Venda 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.30 [Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional, em três Séries, da 3ª 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.31 [Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Melhores Esforços de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig GT, datado de 12 de março de 2012 \(incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 a Comercial Agrícola Paineiras Ltda. \('Paineiras'\) e Epícares Empreendimentos e Participações Ltda. \('Epícares'\) como intervenientes, 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 [Quinto Aditamento aos Contratos de Concessão nº 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 (Arquivo nº 1-15224)).
- 11 Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional da Cemig.
- 12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2022.
- 12.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado 16 de maio de 2022.

- 13.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 1350 do 18 U.S.C., como adotado de acordo com Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2022.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o Artigo 1350 do 18 U.S.C., como adotado de acordo com Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2022.
- 16.1 Carta da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. à SEC, datada de 16 de maio de 2022, relativa à mudança da empresa de auditoria independente pública registrada.
- 101.INS - *XBRL Instance Document* (Coleção de Fatos referidos no relatório XRBL).
- 101.SCH *XBRL Taxonomy Extension Schema Document* (Estrutura geral da Extensão para Taxonomia XBRL)
- 101.CAL *XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document* (Documento de links entre conceitos referidos nos cálculos da Estrutura de Extensão)
- 101.DEF *XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document* (Especifica relações entre definições usadas nestes conceitos)
- 101.LAB *XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document* (Lista de *strings* legíveis para os conceitos)
- 101.PRE *XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document* (Lista de relações entre conceitos para ajudar em fazer apresentações dos resultados)

ASSINATURAS

O requerente abaixo certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no formulário 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: 16 de maio de 2022.

Por: **(Assinado:) Reynaldo Passanezi Filho**

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Diretor-Presidente

Por: **(Assinado:) Leonardo George de Magalhães**

Nome: Leonardo George de Magalhães

Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores